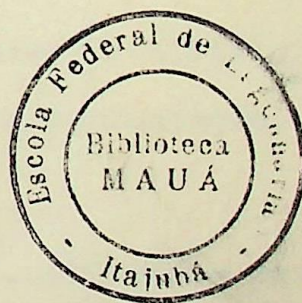


TESE

915

O USO DE COMPUTADORES ON-LINE PARA SUPERVISÃO
E ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA



CLASS. 621.316:681.392-004.14(043.2)

CUTT. G 172 u

COMBO 915



APRESENTAÇÃO

Este trabalho é resultado de uma pesquisa bibliográfica realizada com o objetivo de reunir informações básicas sobre um assunto de grande desenvolvimento na atualidade: Sistema Supervisor.

Meu interesse pelo assunto começou em 1971, quando apresentei, como trabalho de graduação, pesquisa sobre Telemedicação e Telecontrole de Sistemas Elétricos.

Em 1973, voltei novamente à escola, só que desta vez para participar do Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos - CESE EFEI - I, promovido pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS.

Durante meu estágio na "MEMPHIS - LIGHT, GAS AND WATER DIVISION", Tennessee - USA, tive oportunidade de reunir grande número de "papers" sobre o assunto.

Nessa mesma época, a Companhia de Eletricidade de Brasília - CEB dava início aos estudos para implantação, em seu sistema, do Controle Supervisor.

De volta à vida profissional, em meados de 1974, propus-me, sob orientação do Prof. Francisco Rennó Neto, a escrever este trabalho. O resultado foi O USO DE COMPUTADORES "ON - LINE" PARA SUPERVISÃO E ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.

Neste trabalho, procurei reunir as informações de modo simples, intentando conduzir o assunto de maneira didática, com vistas a fornecer subsídios básicos àqueles que poucos conhecimentos têm sobre o assunto.

No primeiro capítulo, busquei informações sobre a evolução dos sistemas de controle remoto, desde as primeiras patentes de que se tem notícia. No segundo, descrevo os princípios fundamentais de um sistema supervisor. É no terceiro capítulo que o computador é apresentado como valiosa ferramenta para os sistemas de controle e aquisição de dados. No quarto capítulo, faço uma introdução sobre assunto bastante discutido no momento: "STATE ESTIMATION".

Nesses quatro primeiros capítulos, encontram-se os princípios básicos de um sistema de controle supervisor. No entanto, a fim de dar exemplo prático do que seja e como realmente funciona, procurei expor, no quinto e último capítulo, todas as indicações essenciais de operação do sistema supervisor da Companhia de Eletricidade de Brasília - CEB.

Brasília, fevereiro, 1976

CARLOS R. GALLO

AGRADECIMENTOS

Quero, aqui, registrar agradecimentos ao Prof. FRANCISCO RENNÓ NETO, pelo valioso suporte bibliográfico que me prestou.

Nesta mesma oportunidade, desejo apresentar sinceros agradecimentos ao amigo e colega de trabalho, Engº LÚCIO BENEDITO RENNÓ SALOMON, pelo apoio e incentivo.

CARLOS R. GALLO

Í N D I C E

página

CAPÍTULO I - RETROSPECIO E EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE CONTROLE SUPERVISOR

1.1 - Introdução	1
1.2 - Meios de Interligação	5
1.2.1 - Introdução	5
1.2.2 - Sistema "Quiescent"	5
1.2.3 - Sistema "Scanning"	15
1.2.4 - Comparação dos Sistemas	20
1.3 - Tendências do Futuro	21

CAPÍTULO II - FUNDAMENTOS DOS SISTEMAS DE CONTROLE SUPERVISOR

2.1 - Escolha das Informações	24
2.1.1 - Introdução	24
2.1.2 - Telegrama de Sinalização	24
2.1.3 - Telegrama de Medida	24
2.1.4 - Telegrama de Comando	25
2.2 - Transdutores	25
2.2.1 - Introdução	25
2.2.2 - Transdutor de Potência Ativa	28
2.2.3 - Transdutor de Potência Reativa	30
2.2.4 - Transdutor de Corrente	32
2.2.5 - Transdutores de Tensão	32
2.3 - Transmissão dos Dados	35
2.3.1 - Introdução	35
2.3.2 - Codificação no Controle Supervisor	36
2.3.3 - Técnica Digital	36
2.3.4 - Números Binários	37
2.4 - Segurança na Transmissão de Dados	40
2.4.1 - Introdução	42
2.4.2 - Repetição	43
2.4.3 - Paridade	43
2.4.4 - Contador de Pulsos	45
2.4.5 - Razão Constante	45
2.4.6 - Bose-Chaudhuri	45

CAPÍTULO III - APLICAÇÕES DO COMPUTADOR NOS SISTEMAS ELÉTRICOS
DE POTÊNCIA

3.1 - Aplicação "ON-LINE"	52
3.1.1 - Introdução	52
3.1.2 - Computadores de Despacho na Operação de Sistemas Interligados	52
3.1.3 - Evolução dos Computadores de Despacho "On-Line"	53
3.1.4 - Aquisição de Dados Digitais e Sistema de Controle Supervisor	55
3.1.5 - Simulação e Análise	56
3.1.6 - Outras Funções	57
3.2 - Aplicação "OFF-LINE"	58

CAPÍTULO IV - NOÇÕES BÁSICAS SOBRE SUPERVISÃO E ANÁLISE DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

4.1 - Operação dos Modernos Sistemas Elétricos	60
4.2 - Tratamento dos Dados	62
4.2.1 - Introdução	62
4.2.2 - Estrutura da Moderna Teoria do Controle	63
4.3 - Descrição Matemática de um Sistema Elétrico de Potência	65
4.3.1 - As Variáveis de Estado \bar{X}	65
4.3.2 - Relação Entre o Vetor de Estado \bar{X} e as Medidas \bar{Z}	67
4.3.3 - Principais Fontes de Erro	69
4.4 - Algoritmos para Estimar o Estado de um Sistema Elétrico	71
4.5 - Estimção de Estado, Baseada no Fluxo de Potência nas Linhas	73
4.6 - Simulação "OFF-LINE"	75
4.6.1 - Introdução	75
4.7 - Aplicação "ON-LINE" da Estimção de Estado	76
4.7.1 - Introdução	76
4.7.2 - Processamento de Dados e "Display"	78
4.7.3 - Dispositivos de Segurança	80
4.7.4 - Controle de Otimização	80
4.8 - Comentários Finais	81

CAPÍTULO V - APLICAÇÃO DA SUPERVISÃO E ANÁLISE AO SISTEMA ELÉTRICO DE BRASÍLIA

5.1 - Descrição do Sistema Supervisor da Companhia de Eletricidade de Brasília - CEB	83
5.1.1 - O Sistema Elétrico de Brasília	83
5.1.2 - Concepção e Aquisição	84
5.1.3 - O Sistema Contratado	92
5.1.3.1 - Estação Remota	92
5.1.3.2 - Estação Central	98
5.1.4 - Execução da Montagem	109
5.1.5 - Perspectivas	112
5.2 - Análise para a Execução "ON-LINE" da Supervisão e Controle do Sistema Elétrico de Brasília	112
5.2.1 - Avaliação dos Dados	112
5.2.1.1 - Sinalizações	114
5.2.1.2 - Medidas	114
5.2.2 - Processamento das Medidas	115
5.2.2.1 - Controle de Limites	115
5.2.2.2 - Grandezas a Calcular	116
5.2.2.3 - Controle de Carga	117
5.2.3 - Protocolo	117
5.2.3.1 - Protocolo de Serviço	118
5.2.3.2 - Protocolo de Medidas	118
5.2.4 - Formas de Apresentação nos "Displays"	118
5.2.4.1 - Usinas e Subestações	121
5.2.4.2 - Anéis do Sistema	121
5.2.4.3 - Medidas	121
5.2.4.4 - Controle de Carga e Fator de Carga	122
5.2.5 - Comandos Através dos "Displays"	122
5.2.5.1 - Seleção da Estação Remota	122
5.2.5.2 - Seleção do Dispositivo	122
5.2.5.3 - Funções de Comando	122
5.2.6 - Possibilidades de Expansão	125

1.1 - Introdução

Uma das fases de maior crescimento no campo da automação é, atualmente, a do sistema supervisor para controle e análise.

Com a ajuda dos computadores digitais, operando "on-line" e em "real-time", os sistemas supervisores alcançaram um grau de sofisticação nunca antes atingido pelas técnicas convencionais de controle. Cálculo de fluxo de potência, previsão de carga etc. são apenas algumas das muitas operações que podem ser efetuadas.

O recente crescimento dos sistemas supervisores tem sido tão rápido e tão diversificado que muitos de nós, erroneamente, entendemos que o supervisor é algo de novo. Certamente que as aplicações de hoje são muito mais complexas e sofisticadas do que antes, porém, muitos dos princípios básicos de supervisão não constituem nada de novo.

As primeiras patentes sobre controle supervisor foram publicadas entre 1890 e 1930. Essas primeiras patentes foram devidas, principalmente, aos engenheiros que trabalhavam para as companhias telefônicas e outras indústrias de comunicação. De fato, quase todas as patentes envolvendo controle remoto e supervisão seguiam as técnicas da primeira estação telefônica automática instalada em 1892 em "La Porte, Ind.", pela Automatic Electric Co.

Talvez uma única exceção tenha sido um sistema anunciador remoto, projetado e patenteado por W. H. White em 1891. Este sistema foi projetado para ajudar qualquer pessoa que tenha o infortúnio de ser enterrada com vida. Um leve movimento do dedo provocaria a entrada de ar na urna e acionaria um alarme localizado à distância (Fig. 1.1).

De 1900 até 1920, muitas variedades de controle remoto e sistema supervisor foram desenvolvidas.

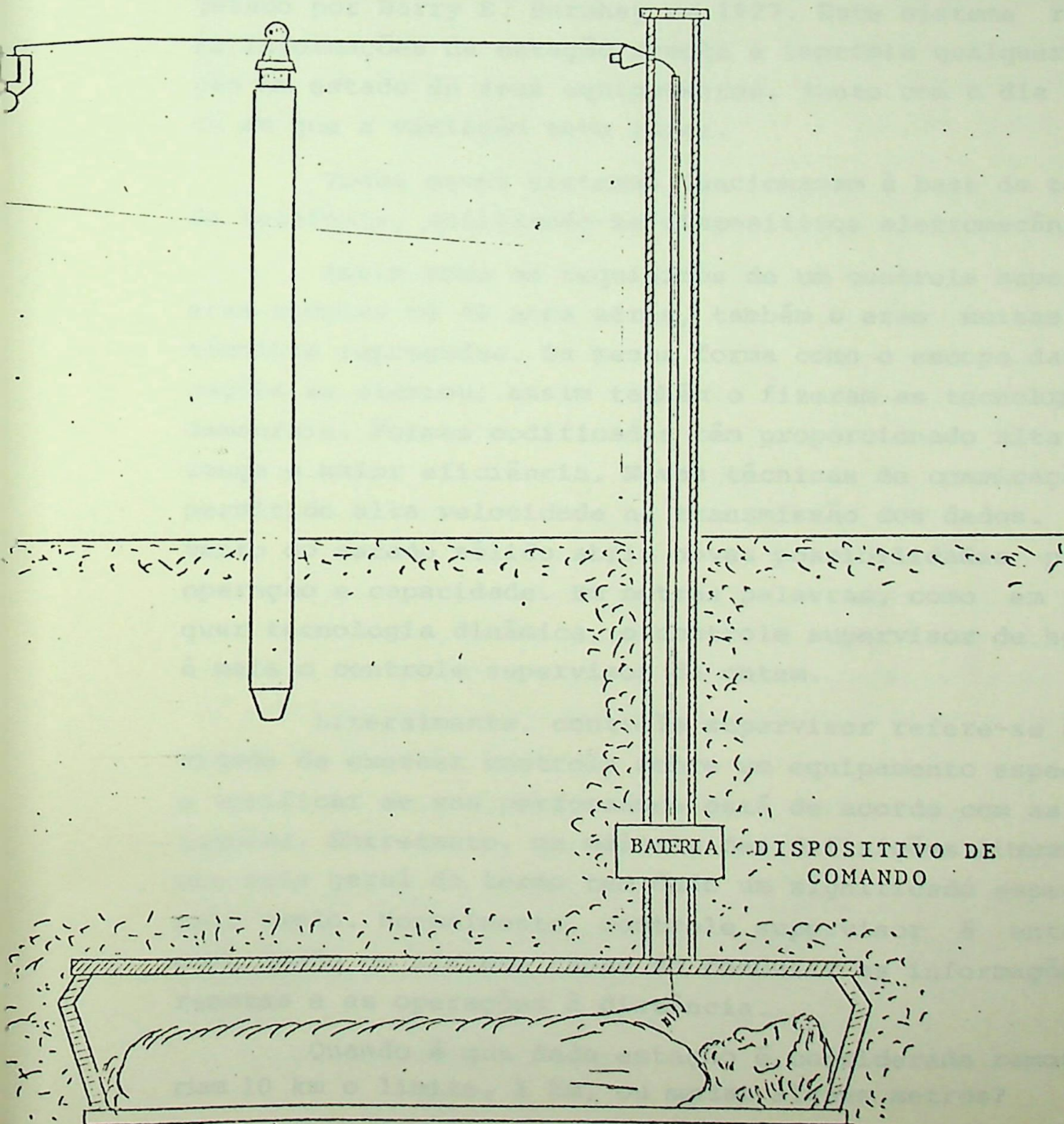
Fig. 1:1

W.H. WHITE

GRAVE ANUNCIATOR

55.446

PATENTEADO EM 7/7/1892



A maioria deles, entretanto, era somente de uma ou outra classe, isto é, controle remoto ou supervisão remota. Talvez um dos precursores do moderno controle supervisor tenha sido um sistema projetado em 1921 por John B. Harlow. Este sistema detectava automaticamente a variação de estado de uma estação remota e reportava esta variação para o centro de controle. Em 1923, John I. Bellamy e Rodney G. Richardson desenvolveram um sistema de controle remoto empregando um equivalente do nosso moderno "check-before-operate", técnica para garantir a validade de um ponto de controle selecionado antes que o controle fosse iniciado.

Talvez o primeiro "Logging System" tenha sido projetado por Harry E. Hershey em 1927. Este sistema recebia as informações da estação remota e imprimia qualquer variação no estado de seus equipamentos, junto com o dia e a hora em que a variação teve lugar.

Todos estes sistemas funcionavam à base da técnica de telefonia, utilizando-se dispositivos eletromecânicos.

Assim como os requisitos de um controle supervisor eram simples há 40 anos atrás, também o eram muitas das técnicas empregadas. Da mesma forma como o escopo das aplicações se alterou, assim também o fizeram as tecnologias fundamentais. Formas codificadas têm proporcionado alta segurança e maior eficiência. Novas técnicas de comunicação têm permitido alta velocidade na transmissão dos dados. O advento do estado sólido abriu novas possibilidades para a operação e capacidade. Em outras palavras, como em qualquer tecnologia dinâmica, o controle supervisor de hoje não é mais o controle supervisor de ontem.

Literalmente, controle supervisor refere-se à capacidade de exercer controle sobre um equipamento específico e verificar se sua performance está de acordo com as instruções. Entretanto, na maioria das definições literais, um uso mais geral do termo tem dado um significado específico mais amplo. Normalmente, controle supervisor é entendido como sendo um sistema capaz de conduzir as informações das remotas e as operações à distância.

Quando é que dada estação é considerada remota? Seriam 10 km o limite, 1 km, ou seriam alguns metros?

Talvez o melhor critério para determinar se um sistema pode ser considerado como sendo da categoria de controle supervisor (central + remotas) é quando as distâncias entre a localização dos controles e os equipamentos controladores é tal que um cabo de controle direto para cada equipamento é "impraticável" tecnicamente (filosofia de projeto

Uma característica particular de todo controle supervisor é o retardamento (time-lag). O retardamento é causado pela combinação dos tempos de chaveamento, transmissão e codificação. Não importa quão rápido possa o sistema operar, o retardamento está sempre presente. Na maioria das aplicações, este tempo é tão curto que pode ser desprezado, no entanto, em muitos casos, ele representa uma limitação na expansão e na capacidade do sistema supervisor. Mesmo nos sistemas menos sofisticados, o retardamento representa um obstáculo na supervisão de muitos tipos de equipamento. Por exemplo, um determinado número de equipamentos poderia variar de estado ou ir para uma condição de emergência em um prazo de 2 a 3 segundos, durante a hora de ponta de um sistema elétrico. Se isto leva 2 ou 3 segundos para o sistema supervisor reportar a primeira dessas variações, ele obviamente necessitará de algum tipo de memória para armazenar todas as variações subseqüentes e, mais tarde, reportá-las uma de cada vez. Isto nos traz uma segunda consideração peculiar do controle supervisor, que é a perda do relacionamento de tempo real (real-time) para a nossa informação. Mesmo que todas as variações ocorridas durante a ponta fossem reportadas, estas transmissões estariam mais provavelmente numa seqüência diferente das suas atuais ocorrências ou, mesmo que a seqüência fosse a mesma, o tempo entre as variações certamente seria diferente do tempo entre as transmissões.

Um exemplo desse fenômeno pode ser visto na obtenção dos dados de um sistema elétrico.

Se nesta obtenção leva-se 2 minutos para telemedir todas as leituras de potência do sistema, a última leitura terá medido 2 minutos mais de potência do que a primeira. Embora isto possa não parecer tão importante, visualize-se um longo oleoduto com numerosos pontos de distribuição,

estações de bombeamento e medição de vazão.

Qualquer tentativa para reconstruir a condição real do sistema, num determinado instante, torna-se extremamente complexa por causa do retardamento entre as leituras e as variações, as quais podem ter ocorrido nas condições de operação durante este intervalo. Sistemas mais avançados, usando computadores digitais de alta velocidade, levam em conta em todos os programas a consideração de tempo real.

1.2 - Meios de Interligação Central-Remotas

1.2.1 - Introdução

Os meios de interligação entre a central e suas remotas podem variar de acordo com as características dos sistemas supervisor e supervisionado.

Um dos importantes avanços no desenvolvimento da tecnologia do sistema supervisor tem sido o advento do assim chamado "continuous scanning". Os proponentes desta forma de sistema indicam numerosas vantagens sobre os sistemas supervisores que empregam a operação conhecida como "Quiescent".

1.2.2 - Sistema "Quiescent"

"Quiescent" é derivado da palavra "quiet" que, em inglês, significa quieto. Em outras palavras, isto quer dizer que o equipamento permanece inativo até que ocorra alguma alteração no sistema ou, então, quando é iniciado um comando da estação central para operar algum equipamento remoto. Praticamente, todos os primeiros equipamentos para controle supervisor eram do tipo "quiescent". Isto se deve ao fato de que os primeiros sistemas usavam dispositivos eletromecânicos e, como todo dispositivo eletromecânico, sua vida útil é uma função do número de operações. Evitando as operações contínuas, estamos aumentando sua vida útil com um mínimo de manutenção possível.

A maioria dos sistemas "quiescent" são empregados nas aplicações do tipo ponto a ponto ("one-to-one") ou seja, a cada remota corresponde na central um equipamento de transmissão e recepção. É como se existissem várias pequenas centrais cada uma delas correspondente a uma remota (Fig. 1.2.a). Este tipo de aplicação tinha o forte argumento de que, no caso de falha de um equipamento da central afetaria somente sua respectiva remota e vice-versa. O sistema oferecia, também, vantagens na velocidade e flexibilidade, uma vez que cada remota é essencialmente independente.

No entanto, para um grande número de remotas, o uso de centrais individuais torna-se redundante e o custo da instalação não é justificado pelas suas vantagens. Em alguns casos, entretanto, a configuração multi-estações é usada, na qual todas as remotas são controladas por uma simples central (Fig. 1.2.b). Neste sistema, uma das maiores preocupações é o sistema de controle de tráfego. Numerosas técnicas têm sido usadas para realizar este controle. Antes de discutirmos essas técnicas, convém recordar que para este controle podem ser empregadas comunicações do tipo "DC" ou "tone".

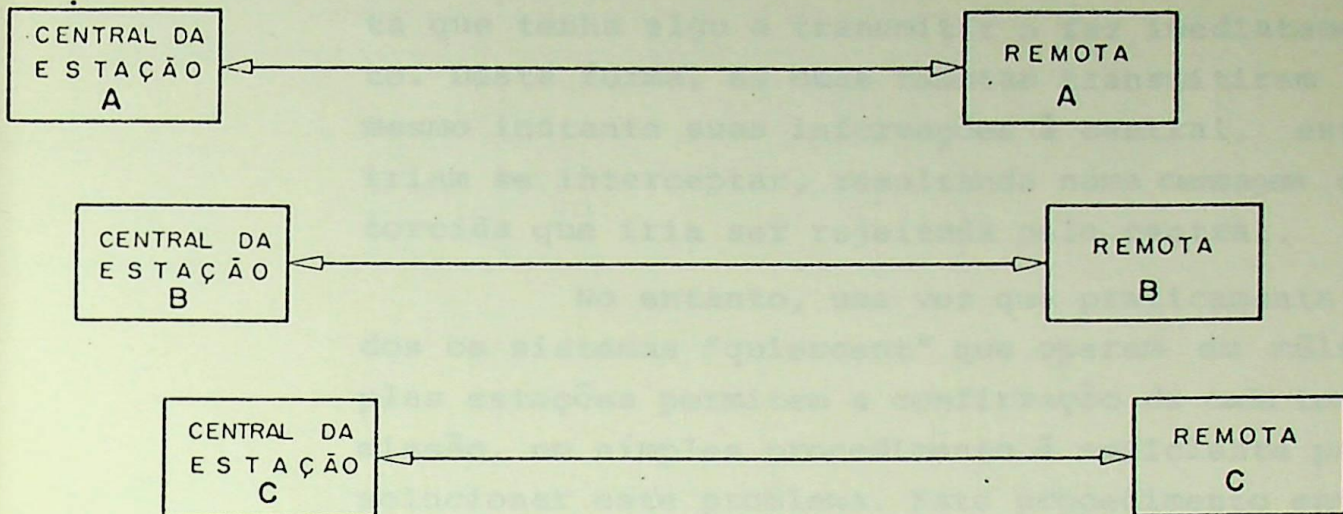
No tipo "DC", as informações são transmitidas numa forma "on-off" ou seja, com corrente ou sem corrente; ou, então, polaridade positiva ou polaridade negativa.

O tipo "tone" transmite impulsos de um terminal a outro sem, contudo, deixar parar sinais "DC".

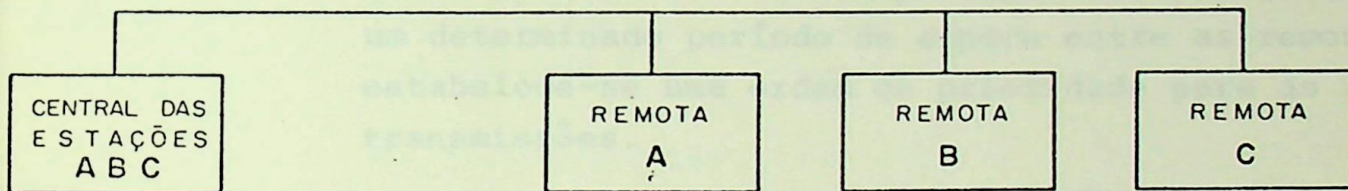
Retornando ao nosso problema de tráfego, vamos considerar primeiro um sistema usando tipo "DC". As duas técnicas mais conhecidas empregadas para um sistema desse tipo são: aleatória ("random") e repetição ("repeat"). Outros nomes são às vezes usados para estes métodos, mas os princípios básicos são os mesmos.

CENTRAL

REMOTA



a) Configuração ponto a ponto



b) Configuração multi - estações

fig. 1.2

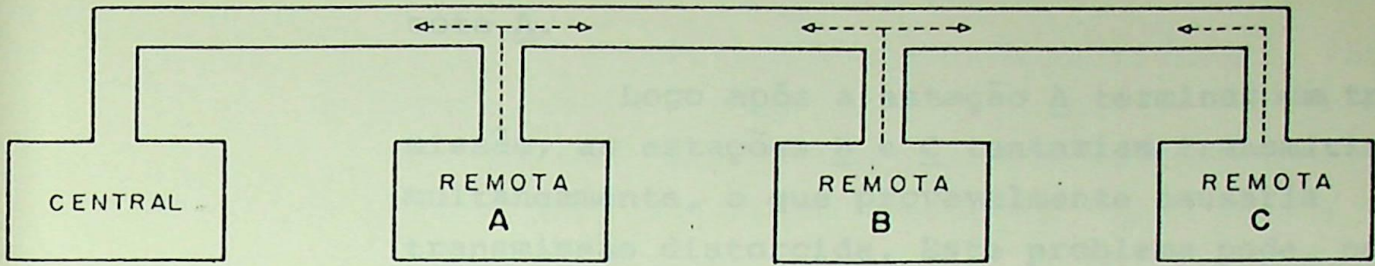
A técnica aleatória (Fig. 1.3.a) é basicamente o que seu nome diz; qualquer estação remota que tenha algo a transmitir o faz imediatamente. Desta forma, se duas remotas transmitirem no mesmo instante suas informações à central, estas iriam se interceptar, resultando numa mensagem distorcida que iria ser rejeitada pela central.

No entanto, uma vez que praticamente todos os sistemas "quiescent" que operem em múltiplas estações permitem a confirmação de cada transmissão, um simples procedimento é suficiente para solucionar este problema. Este procedimento envolve a programação de cada remota para retransmitir suas informações, caso esta confirmação não seja recebida dentro de um tempo esperado. Assegurando um determinado período de espera entre as remotas, estabelece-se uma ordem de prioridade para as retransmissões.

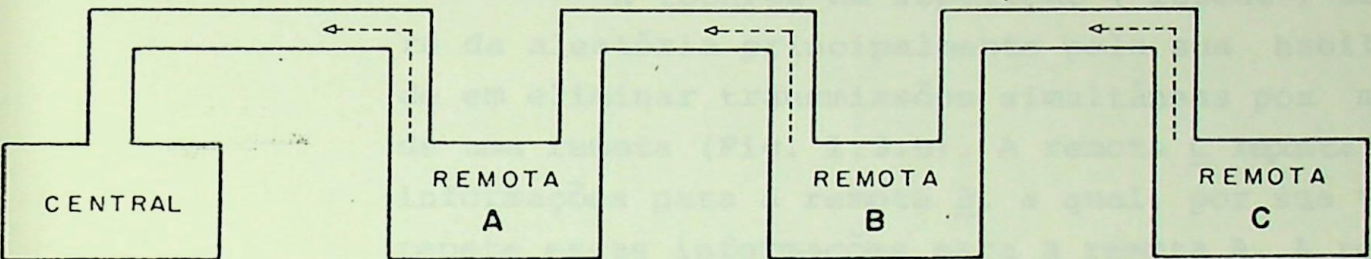
Por exemplo: se as estações A e B transmitem ao mesmo tempo suas informações, a mensagem recebida pela central seria uma combinação de sinais indistinguíveis e seria, portanto, rejeitada. Neste caso, não teríamos a confirmação para as estações A e B.

Decorrido o tempo de espera programado, cada estação retransmitiria suas informações e, desde que elas tenham sido programadas para diferentes tempos de espera, a estação com o mais curto tempo seria a primeira a retransmitir suas informações.

Se o sistema fosse verdadeiramente aleatório, seria possível à estação B ou a uma outra qualquer (após expirar seu tempo de espera) começar a retransmissão no meio da transmissão da estação A. Neste caso, os ramais do sistema "quiescent" podem ser protegidos contra esta possibilidade por um circuito sensor livre ou não ocupado ("free or non-busy"), o qual indica as condições da linha antes de iniciar a transmissão.



a) Tipo Aleatório "Random"



b) Tipo Repetição "Repeat"

fig.1.3

Suponhamos, agora, que a estação remota C sofra uma variação durante a transmissão da remota A.

Logo após a estação A terminar sua transmissão, as estações B e C tentariam transmitir si multaneamente, o que provavelmente causaria uma transmissão distorcida. Este problema pode, no en tanto, ser evitado assegurando-se o tempo de espe ra para cada estação após a condição livre ou não ocupado ser sentida.

A técnica de repetição ("repeat") difere da aleatória principalmente pela sua habilida de em eliminar transmissões simultâneas por mais de uma remota (Fig. 1.3.b). A remota C reporta suas informações para a remota B, a qual, por sua vez, repete essas informações para a remota A. A remota A, finalmente, transmite essas informações para a central. Além de transmitir suas informações à remota B, a remota C teria sinalizado aquelas re motas mais afastadas (D e E) de sua transmissão, a través de algum tipo de sinal de bloqueio. Suponhamos que as remotas B e D sofram simultâneas va riações. A remota D detectaria um sinal de bloqueio da remota B e, portanto, reteria suas infor mações até a linha ficar livre outra vez. Este processo elimina alguns dos problemas de coordena ção encontrados no tipo aleatório, porém, possui dois inconvenientes:

- o processo de repetição pode causar considerável distorção nos pulsos; e
- ambas as direções de transmissão devem ser trazidas de cada remota. Isto, muitas vezes, resulta em maiores investimentos.

Como é de se esperar, muitas variações dos exemplos das técnicas aleatória e repetição são possíveis. Os exemplos usados são, no entanto, muito típicos dos arranjos frequentemente empregados.

Vejamos, agora, rapidamente, um sistema similar, usando-se um tipo "Tone".

Certamente que existem inúmeras vantagens do tipo "Tone" sobre o circuito "DC". Porém, no que nós estamos interessados principalmente é se algumas dessas vantagens são úteis para a operação do sistema "quiescent" de multi-estações. Novamente, aqui, nossa primeira preocupação é com o controle de tráfego. A questão é:

- como evitar que uma remota interfira em outra?

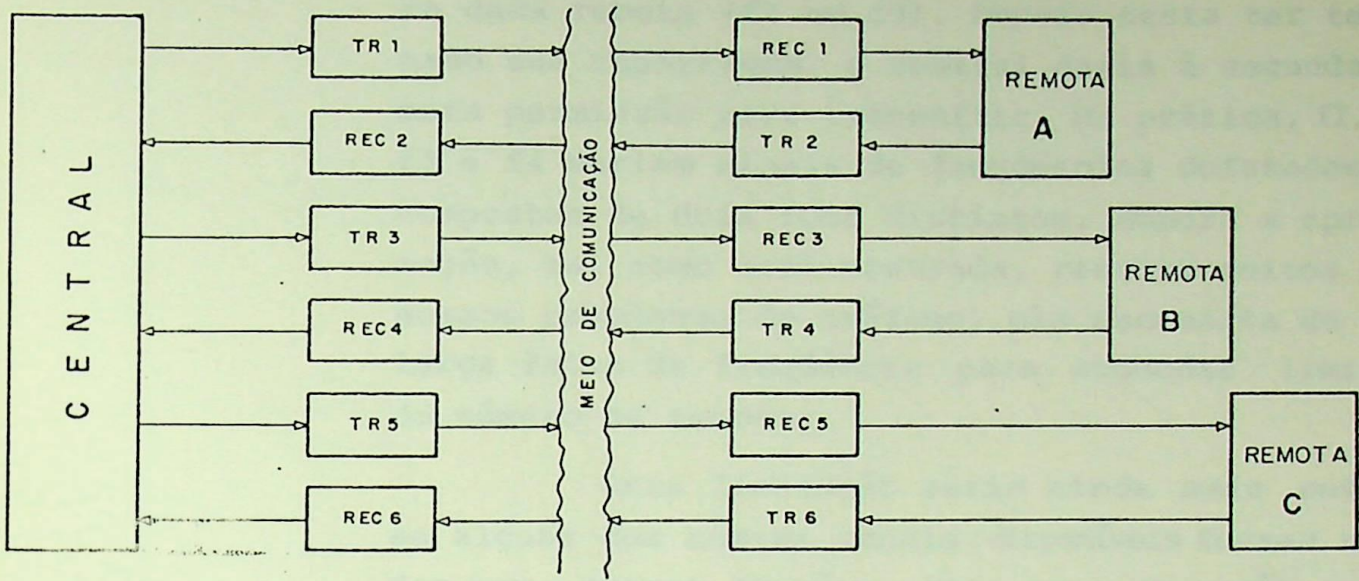
O tipo "tone" tem uma vantagem característica, aplicável a esse problema. Pela sua natureza, múltiplos canais de banda estreita podem ser empregados sobre um mesmo meio de comunicação.

Embora os múltiplos canais sejam uma poderosa ferramenta, seu uso é limitado por considerações práticas. Os canais assinalados para uso em uma determinada função são, então, eliminados para outras possíveis aplicações. Também, cada canal usado é acompanhado por um custo proporcional do equipamento "tone".

Se nós tivéssemos ilimitada disponibilidade de canais, e o custo não fosse considerado (caso teórico), nós poderíamos usar a configuração mostrada na Fig. 1.4. Cada remota tem, virtualmente, uma linha de comunicação isolada com a central.

Informações simultâneas poderiam ser eliminadas pelo uso de canais de transmissão separados entre a central e cada remota, para sinalizar cada estação quando é permitido transmitir.

Por exemplo, se as estações A e B têm informações a transmitir, elas primeiramente transmitem sinais (f_2 e f_4) à central. Desde que estes sinais sejam distintos, a central imediatamente reconhecerá o fato de que duas remotas estão esperando para transmitir suas informações.



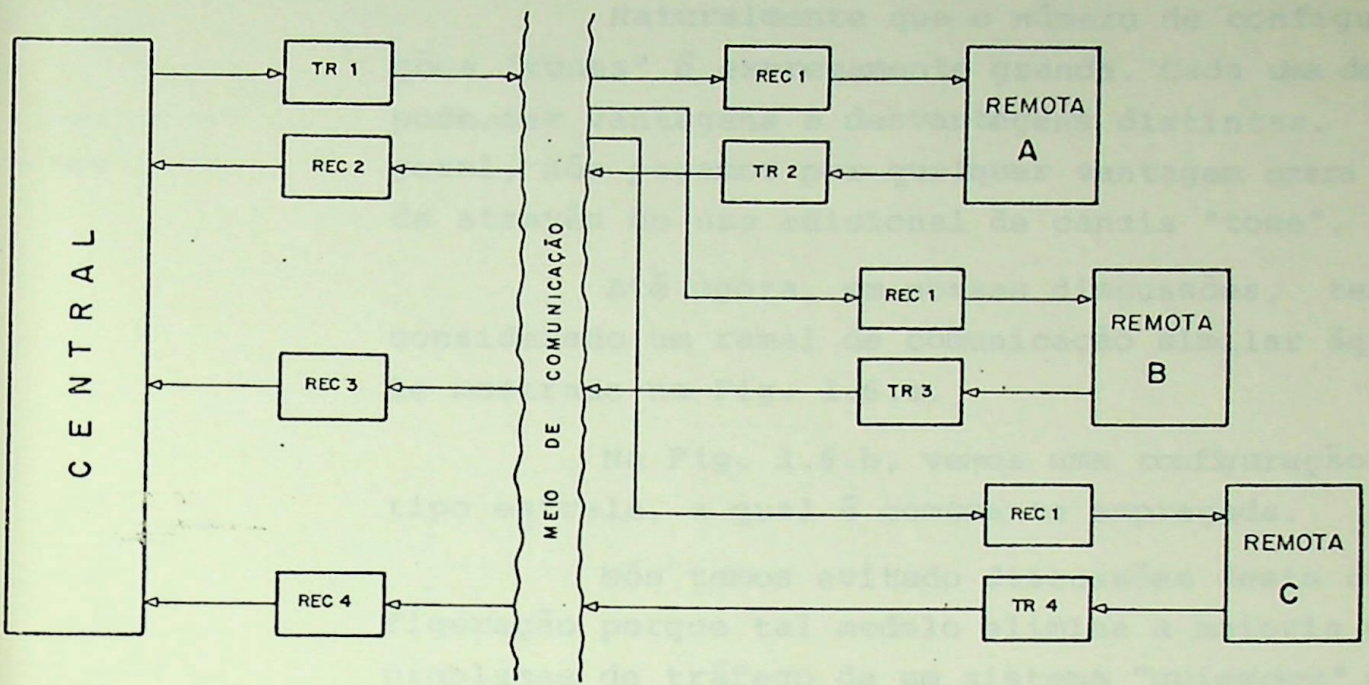
Sistema com Canais Separados

fig. 1.4

A central poderia selecionar uma das duas remotas e dar-lhe permissão para transmitir, através do envio de um sinal peculiar somente para dada remota (f1 ou f3). Depois desta ter terminado sua reportagem, a central daria à segunda remota permissão para transmitir. Na prática, f1, f2, f3 e f4 seriam sinais de frequências defasadas e compostas de dois tons distintos. Embora a aproximação, tal como está mostrada, resolva muitos dos nossos problemas de tráfego, ela necessita de uma larga faixa de frequência para acomodar limitado número de remotas.

Esta limitação seria ainda mais severa se alguns dos nossos canais disponíveis fossem usados para outras funções, tais como proteção etc. Outra possível configuração é mostrada na Fig. 1.5. Embora este arranjo não provenha todas as características da Fig. 1.4, é mais eficientemente empregado para a largura de faixa disponível. Basicamente, ao invés de um canal de transmissão e recepção completamente independente para cada remota, um canal receptor comum é usado entre a central e todas as remotas. Embora as possibilidades de transmissões simultâneas sejam de proteção mais difícil, cada transmissão seria prontamente distinguível para a central, desde que cada uma estivesse sob um "tone" distinto. A central pode, então, escolher facilmente uma remota de cada vez para recepção. Ambas as configurações têm uma vantagem ainda não mencionada, mas muito importante, sobre um sistema do tipo "DC" - a prioridade.

Desde que cada remota transmita suas informações para a central em canais separados, a central tem um controle completo sobre qual canal ela deseja receber. Assim, poderia a central estar num processo de recepção de algumas informações de baixa prioridade (telemedição de rotina, verificação do estado dos equipamentos etc.) de uma remota, e ter a opção de interrompê-las para



Sistema com Canais Divididos

fig. 1.5

1.2.3 - Sistema "Scanning"

Este sistema de transmissão resolve o problema de tráfego associado com o sistema "quadrado" de multi-estação.

Uma das razões para a popularidade do sistema "scanning" é a eliminação desses problemas. Por definição, o "scanning" segue um ritmo predeterminado na sua seleção de informações, que é justamente o fato de, ao invés de permitir que qualquer estação transmita suas mensagens sempre que elas ocorrerem, no sistema "scanning" as estações devem transmitir somente quando elas são solicitadas a fazê-lo.

receber informações de alta prioridade (alarmes, variação do estado de algum equipamento etc.) de outra remota.

Naturalmente que o número de configurações "tones" é extremamente grande. Cada uma delas pode ter vantagens e desvantagens distintas. Em geral, nós pagamos por qualquer vantagem extra vindá através do uso adicional de canais "tone".

Até agora, em nossas discussões, temos considerado um ramal de comunicação similar àquele mostrado na Fig. 1.6.a.

Na Fig. 1.6.b, vemos uma configuração do tipo estrela, a qual é comumente empregada.

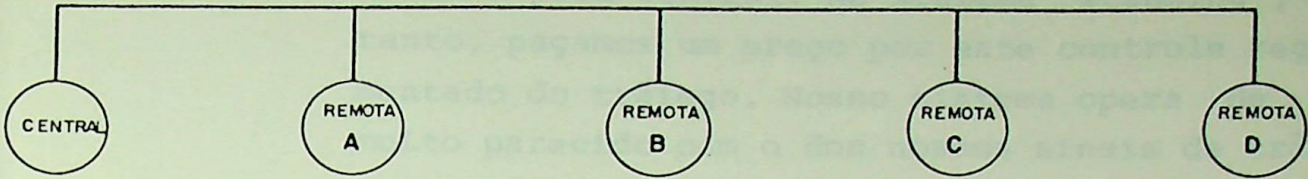
Nós temos evitado discussões desta configuração porque tal modelo elimina a maioria dos problemas de tráfego de um sistema "quiescent" multi-estações. Atualmente, é ela idêntica à configuração mostrada na Fig. 1.4. Em ambos os casos, cada remota tem comunicação virtualmente isolada com a central.

A escolha da remota e a prioridade de transmissão podem, no entanto, ser prontamente feitas.

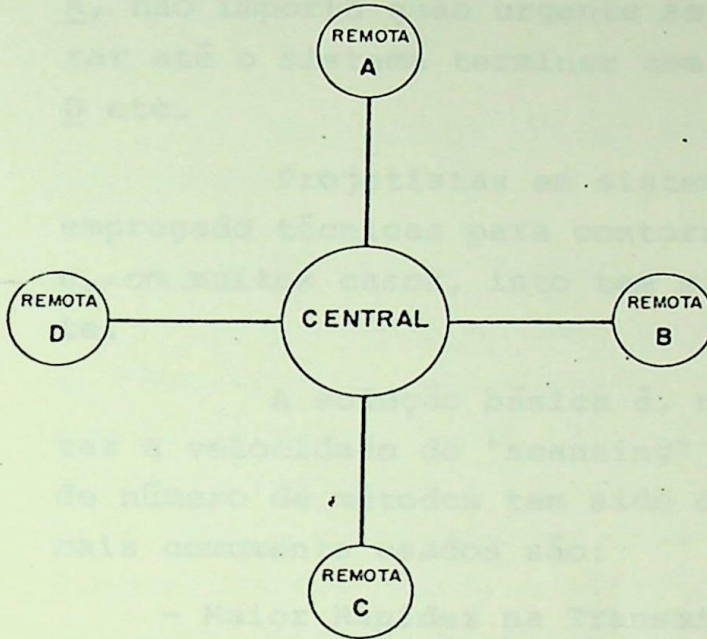
1.2.3 - Sistema "Scanning"

Nós acabamos de ver alguns problemas de tráfego associados com o sistema "quiescent" de multi-estações.

Uma das razões para a popularidade do sistema "scanning" é a eliminação desses problemas. Por definição, o "scanning" segue uma rotina predeterminada na sua aquisição de informações, que é justamente o fato de, ao invés de permitir que qualquer remota transmita suas variações de estado quando elas ocorrem, um contínuo "scanning" permite a cada remota transmitir somente quando ela é solicitada a fazê-lo.



a) Tipo Radial



b) Tipo Estrela

fig.1.6

Deste modo, o tráfego é completamente controlado pela central. No sistema "scanning", no entanto, pagamos um preço por este controle regulamentado do tráfego. Nosso sistema opera de modo muito parecido com o dos nossos sinais de trânsito (semáforo). Se nosso sistema acabou de perguntar à remota A por seus dados e está, agora, perguntando à remota B, qualquer alteração na remota A, não importa quão urgente seja, terá que esperar até o sistema terminar com as remotas B, C, D etc.

Projetistas em sistema supervisor têm empregado técnicas para contornar este problema, e, em muitos casos, isto tem sido feito eficazmente.

A solução básica é, naturalmente, aumentar a velocidade do "scanning" e para isto um grande número de métodos tem sido desenvolvido. Os mais comumente usados são:

- Maior Rapidez na Transmissão das Informações

Considerando-se que as informações vindas das remotas sejam todas iguais, se nós enviarmos nossas informações mais rápido seremos capazes de obter um completo "scan", de todo o sistema, em menos tempo.

Assim sendo, nosso alarme crítico, que está esperando para reportar, não teria que esperar tanto tempo como antes. Felizmente, a maioria dos sistemas "continuous-scanning" empregam a técnica do estado-sólido ("solid-state") e, neste caso, é muito fácil ajustar este aumento de velocidade. Entretanto, este aumento é limitado pelos meios de comunicação e pelos equipamentos de transmissão por nós usados.

- Uso do "Polling"

"Polling" é uma técnica usada para aumentar a velocidade do "scanning" através de um

interrogatório completo sobre aquelas remotas que tenham algo a reportar e que nós não sabemos. Por exemplo, ao invés de perguntar às remotas A, B, C e D por um relatório completo de todos os seus equipamentos, nós perguntaríamos simplesmente se elas sofreram alguma mudança desde a última vez que foram interrogadas. Se a resposta for "não", nós poderemos passar para a remota seguinte. Se a resposta for "sim", nós interrogaremos a remota em detalhe.

Um esquema típico do interrogatório é mostrado na Fig. 1.7.

- Eficiência da Mensagem

Um terceiro modo de imprimir velocidade ao "scanning" é, basicamente, dizer mais usando poucas palavras. Muito tem sido feito para prover códigos eficientes e formatos mais simples, de forma a eliminar informações desnecessárias e redundantes. Muitas vezes, a eficiência da mensagem envolve um compromisso entre segurança e velocidade.

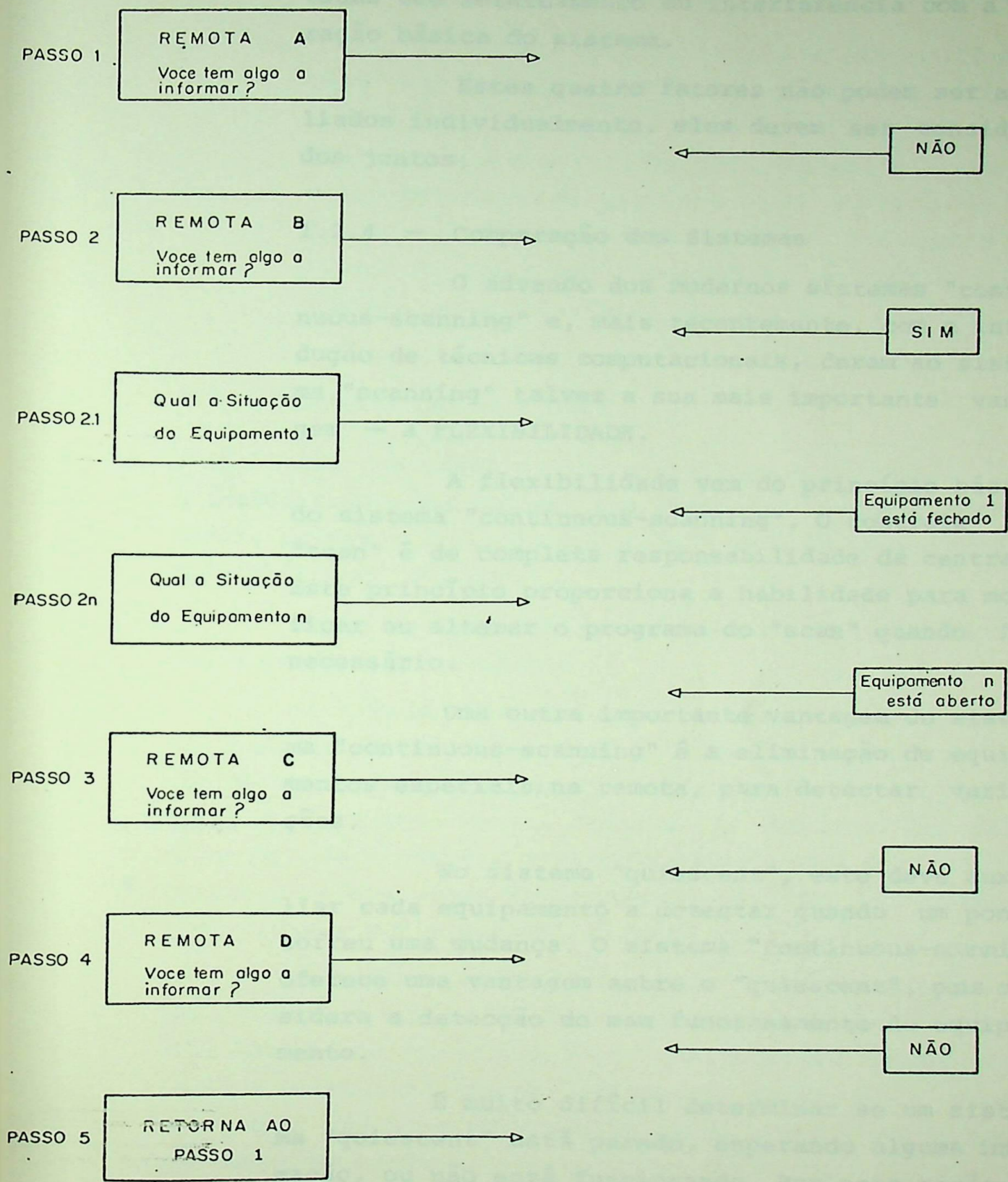
Atualmente, um grande número de novas técnicas de segurança e codificação tem sido desenvolvido, a fim de aumentar a eficiência sem sacrifício da segurança.

- Sistema de Resposta Rápida

Muito pouco foi mencionado sobre o tempo de chaveamento interno do sistema. Por exemplo: - O "logging" afeta a velocidade do "scanning"? E o tempo dos vários comparadores e distribuidores?

Naturalmente que todos esses fatores terão alguma influência na velocidade do "scanning".

A maioria dos modernos sistemas "continuous-scanning" usam técnicas que mantêm essas considerações em um mínimo. Alguns sistemas fazem o "logging" e outras atividades que consomem tempo, como atividades periféricas, em outras palavras.



Seqüência Típica do Interrogatório

fig.1.7

sistema arranja essas operações para serem executadas sem retardamento ou interferência com a operação básica do sistema.

Estes quatro fatores não podem ser aliados individualmente, eles devem ser considerados juntos.

1.2.4 - Comparação dos Sistemas

O advento dos modernos sistemas "continuous-scanning" e, mais recentemente, com a introdução de técnicas computacionais, deram ao sistema "scanning" talvez a sua mais importante vantagem — a FLEXIBILIDADE.

A flexibilidade vem do princípio básico do sistema "continuous-scanning". O controle do "scan" é de completa responsabilidade da central. Este princípio proporciona a habilidade para modificar ou alterar o programa do "scan" quando for necessário.

Uma outra importante vantagem do sistema "continuous-scanning" é a eliminação de equipamentos especiais, na remota, para detectar variações.

No sistema "quiescent", este deve auxiliar cada equipamento a detectar quando um ponto sofreu uma mudança. O sistema "continuous-scanning" oferece uma vantagem sobre o "quiescent", pois considera a detecção do mau funcionamento do equipamento.

É muito difícil determinar se um sistema "quiescent" está parado, esperando alguma informação, ou não está funcionando. Por esta razão, a maioria dos sistemas "quiescent" são dotados de meios manuais para verificação das remotas, a fim de assegurar que elas ainda continuam operando.

Por outro lado, o sistema "continuous-scanning" pode detectar imediatamente o mau funcionamento

de um equipamento pelas falhas consecutivas de uma remota em responder a uma pergunta.

Então, quando poderia um sistema "quiescent" ser usado, ao invés de um sistema "continuous-scanning" e vice-versa? Para esta pergunta não há uma resposta específica. Cada sistema tem sua própria combinação de requisitos, os quais devem ser julgados individualmente, com base nos custos dos investimentos e nas necessidades da rede onde o sistema supervisor será instalado.

1.3 - Tendências do Futuro

"Os computadores são a chave para o futuro. Uma hierarquia de computadores irá controlar automaticamente nossas usinas e interligarão todo o país em um único sistema elétrico" (N. Cohn).

Antes de falarmos sobre o futuro, vejamos algo sobre o passado e o presente.

Há alguns anos atrás, os controles automáticos utilizados eram do tipo mecânico, elétrico ou uma combinação de ambos. Naquele tempo, cada companhia de energia elétrica operava como se ela fosse única, isolada do resto do mundo, servindo aos seus consumidores com sua própria geração. Os despachos de carga determinavam manualmente qual deveria ser a geração de cada usina.

As companhias mais avançadas tinham despachos centralizados, os quais recebiam por telemetria as informações das usinas geradoras e dos pontos estratégicos do sistema. A telemetria era exclusivamente de corrente contínua e fios isolados eram usados desde o ponto de transmissão até a central.

Mais tarde, nasceu o conceito de interligar as companhias vizinhas, para aumentar suas capacidades de geração e reserva.

Em 1937, surgiu a técnica denominada "TIE LINE BIAS REGULATION", a qual é, ainda hoje, a base do controle dos sistemas interligados.

Um dos requisitos para o controle automático tem sido a contínua informação sobre os fluxos de potência nos pontos de interligação, mesmo que estes estejam tão distantes que tornem impossível o uso da telemetria através de uma ligação direta por um par de fios.

Surgiu, daí, a aplicação da telemetria sobre linhas de alta tensão, mais conhecida por "carrier".

Se olharmos para os modernos geradores usados nas usinas de hoje, veremos que uma típica usina necessita da coordenação simultânea de uma centena de variáveis de controle, incluindo temperatura, pressão, potência, velocidade, tensão, frequência etc.

Os equipamentos usados para regular estas variáveis estão aos poucos tornando-se eletrônicos.

Visto isto, não nos será difícil prever a tendência do futuro:

- os novos equipamentos serão baseados na tecnologia do estado sólido;
- técnicas de simulação ajudarão no desenvolvimento de novos equipamentos, os quais permitirão efetuar uma suave e segura regulação das usinas dentro de uma larga faixa de carga, sem no entanto comprometer a estabilidade do sistema;
- um "pool" centralizado de computadores comunicar-se-á com as unidades computadoras remotas, em real-time, efetuando uma operação automática rápida e com o mínimo de intervenção humana em qualquer parte do sistema interligado;
- informações sobre a eficiência das unidades geradoras serão continuamente computadas e fornecidas ao equipamento de controle automático, de forma tal que a otimização das cargas será feita com base nas condições operativas das usinas;
- o "pool" de computadores determinará e manterá ótimas condições de carga nas máquinas e "tie lines", com base nas previsões de demanda, consumo e reserva, colocando ou retirando automaticamente unidades no sistema;

- através de uma apropriada e selecionada escolha de condições, os computadores serão capazes de diagnosticar prováveis dificuldades e prover alarmes antes que tais dificuldades ocorram, evitando assim custosas interrupções na operação;
- técnicas de comunicação por micro-ondas ou outras mais avançadas serão desenvolvidas e expandidas, de forma tal que a telemetria e os canais de controle estarão disponíveis a custos econômicos em qualquer parte do país;
- canais de comunicação completos e econômicos, aliados às novas técnicas de medição tornarão desnecessárias as leituras dos medidores de energia nos locais de consumo.

Isto será automaticamente telemedido e encaminhado ao computador central de contas, que calculará a energia e as taxas de demanda e enviará, pelo correio, as contas de luz aos consumidores.

II - FUNDAMENTOS DOS SISTEMAS DE CONTROLE SUPERVISOR

2.1 - Escolha das Informações

2.1.1 - Introdução

O primeiro passo para a supervisão e a análise de um sistema elétrico é a avaliação das informações desse sistema, a partir das quais o controle e a análise deverão ser feitas. Todas as informações das remotas (subestações e usinas) são transmitidas à central em forma de telegramas. As informações contidas nesses telegramas indicam o estado das remotas e, conseqüentemente, o estado do sistema. Esses telegramas são devidamente codificados, de forma a representar as mais diversas informações. Temos, basicamente, três tipos de telegrama:

- Telegrama de Sinalização
- Telegrama de Medida
- Telegrama de Comando

2.1.2 - Telegrama de Sinalização

Ocorrendo uma mudança de estado, em qualquer equipamento do sistema, esta é imediatamente transmitida à central em forma de um telegrama de sinalização. O computador, ao receber tais informações, armazena-as, juntamente com o dia e a hora, para em seguida processá-las. A indicação destas codificações poderá ser feita através de uma impressora, "display" e/ou painel mímico. Como informações sinalizadas temos:

- Posicionamento dos disjuntores, comutadores de tapes, alarme etc.

2.1.3 - Telegrama de Medida

É através deles que todas as medidas do sistema são entregues ao computador. Estas informações são armazenadas e suas indicações poderão ser feitas

através de uma impressora, "display" e/ou instrumentos registradores. Como informações medidas temos, por exemplo, as seguintes grandezas:

- Corrente
- Tensão
- Potência Ativa
- Potência Reativa etc.

2.1.4 - Telegrama de Comando

Toda vez que, por motivo de manobra ou por conveniência da operação, deseja-se atuar sobre um equipamento remoto, fazendo variar seu estado, este sinal de comando é emitido através de um telegrama de comando. O telegrama de comando difere basicamente de um telegrama de sinalização, no sentido da informação. Enquanto que os telegramas de sinalização e medidas têm o sentido remota-central, os de comando têm o sentido central-remota. Como equipamentos controlados temos, basicamente, os disjuntores e seccionadoras.

A fim de ilustrar melhor a escolha destas informações, consideremos o diagrama unifilar da Fig. 2.1 como sendo o de uma remota do nosso sistema. Na tabela 2.1, temos as informações básicas, que devem ser transmitidas à central, ou da central, por uma das três formas acima de telegrama.

No Capítulo V, voltaremos a tratar deste assunto quando analisarmos o sistema supervisor da Companhia de Eletricidade de Brasília.

2.2 - Transdutores

2.2.1 - Introdução

A crescente utilização, pelas companhias de energia elétrica, do sistema de controle supervisor, tem tido considerável influência sobre o desenvolvimento dos transdutores utilizados na medição das várias grandezas de um sistema elétrico. Com o advento dos sistemas controlados por computador, o

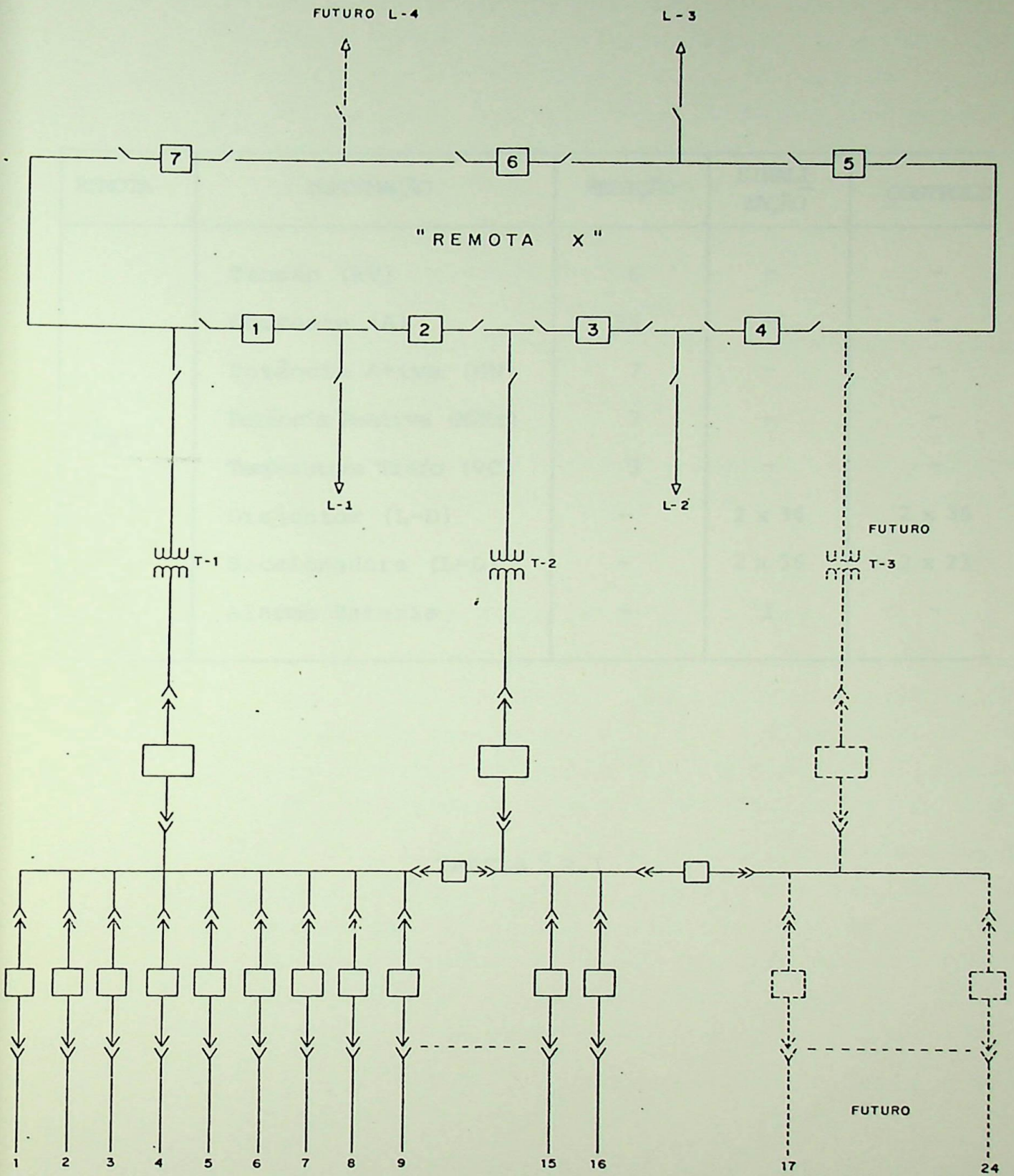


Fig. 2-1

REMOTA	INFORMAÇÃO	MEDIÇÃO	SINALI ZAÇÃO	CONTROLE
"X"	Tensão (kV)	6	-	-
	Corrente (A)	34	-	-
	Potência Ativa (MW)	7	-	-
	Potência Reativa (MVar)	7	-	-
	Temperatura Infravermelho (°C)	3	-	-
	Disjuntor (L-D)	-	2 x 36	2 x 36
	Seccionadora (L-D)	-	2 x 36	2 x 21
	Alarme Bateria	-	1	-

TABELA 2.1

número de transdutores usados aumentou consideravelmente. Este aumento resultou numa demanda de transdutores mais precisos, fisicamente pequenos, mais versáteis e tendo um tempo de resposta mais rápido do que os usados até então. Os requisitos gerais para qualquer transdutor utilizado em um sistema elétrico deve incluir os seguintes pontos:

- 1 - precisão de pelo menos $\pm 0,5\%$
- 2 - razoavelmente pequeno
- 3 - alta confiabilidade
- 4 - capaz de suportar pesadas sobrecargas de curta duração
- 5 - fisicamente robusto.

Estes transdutores incluem tipos para medição de potência ativa, potência reativa, tensão, corrente etc.

2.2.2 - Transdutor de Potência Ativa

Há diversos tipos de transdutores Watt, tais como: conversor térmico, multiplicador magnético, multiplicador eletrônico etc. Com a finalidade de demonstrar o princípio de funcionamento de um transdutor, descreveremos aqui o que utiliza o efeito "hall".

A vantagem dos dispositivos de efeito "hall", para medidas de potência ativa, reside no fato de que um gerador "hall" é inerentemente um dispositivo multiplicador. A tensão de saída de um gerador "hall" é proporcional ao produto de uma corrente elétrica por um campo magnético.

A Fig. 2.3 mostra esquematicamente um transdutor Watt de efeito "hall".

O elemento "hall" é colocado em um gap de ar de um circuito magnético. A corrente de linha $I_{cos(\omega t + \theta)}$ flui através de uma bobina, estabelecendo um campo magnético no gap de ar, a qual é proporcional à corrente de linha.

Um transformador de potencial fornece uma corrente de controle para o elemento "hall", a qual

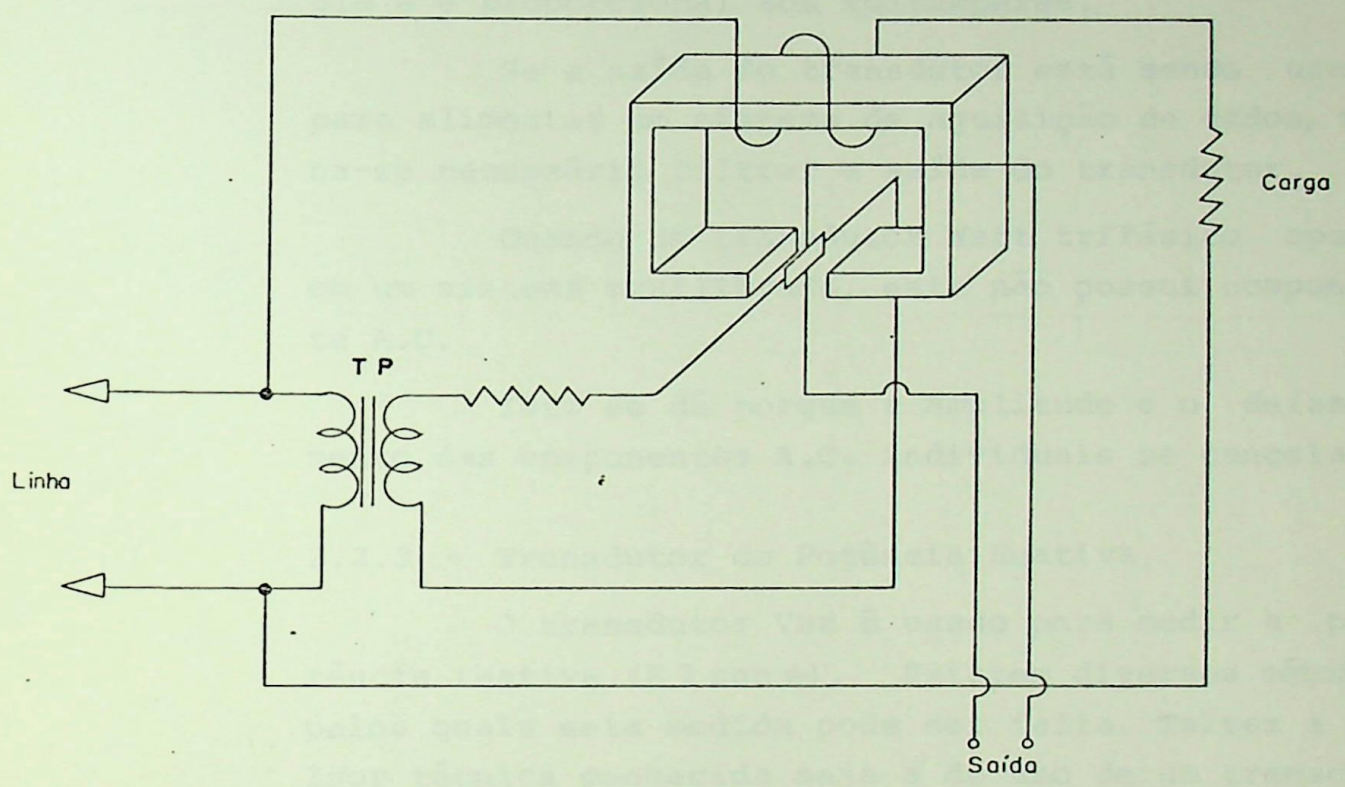


Fig. 2.3 - Transdutor de Potência Ativo

é proporcional à tensão de linha. Logo:

$$V_h = K E \cos wt \cdot I \cos (wt + \theta)$$

desenvolvendo, temos:

$$V_h = K E I \cos \theta + K E I \cos (2 wt + \theta)$$

O primeiro termo da equação acima é um termo D.C. e é proporcional à potência ativa. O segundo termo da equação é um termo A.C. de frequência dupla e é proporcional aos Voltamperes.

Se a saída do transdutor está sendo usada para alimentar um sistema de aquisição de dados, torna-se necessário filtrar a saída do transdutor.

Quando um transdutor Watt trifásico opera em um sistema equilibrado, este não possui componente A.C.

Isto se dá porque a amplitude e o defasamento das componentes A.C. individuais se cancelam.

2.2.3 - Transdutor de Potência Reativa

O transdutor Var é usado para medir a potência reativa ($E I \sin \theta$). Existem diversos métodos pelos quais esta medida pode ser feita. Talvez a melhor técnica conhecida seja a do uso de um transdutor Watt e de um transformador de potencial defasador. Neste método, a tensão de entrada é defasada de 90° antes de alimentar o transdutor Watt.

Um segundo método, pouco menos conhecido, é o do uso do transdutor Watt conectado em cruz.

Com este método, a tensão e a corrente de entrada do transdutor Watt são conectadas no sistema tal que a tensão de entrada venha de uma fase e a corrente de entrada venha de outra. As conexões são escolhidas de tal modo que em um sistema equilibrado a tensão e a corrente estão em quadratura.

Um terceiro método é o uso de um verdadeiro transdutor Var. É um multiplicador "hall" com um circuito magnético de alta impedância (indutivo),

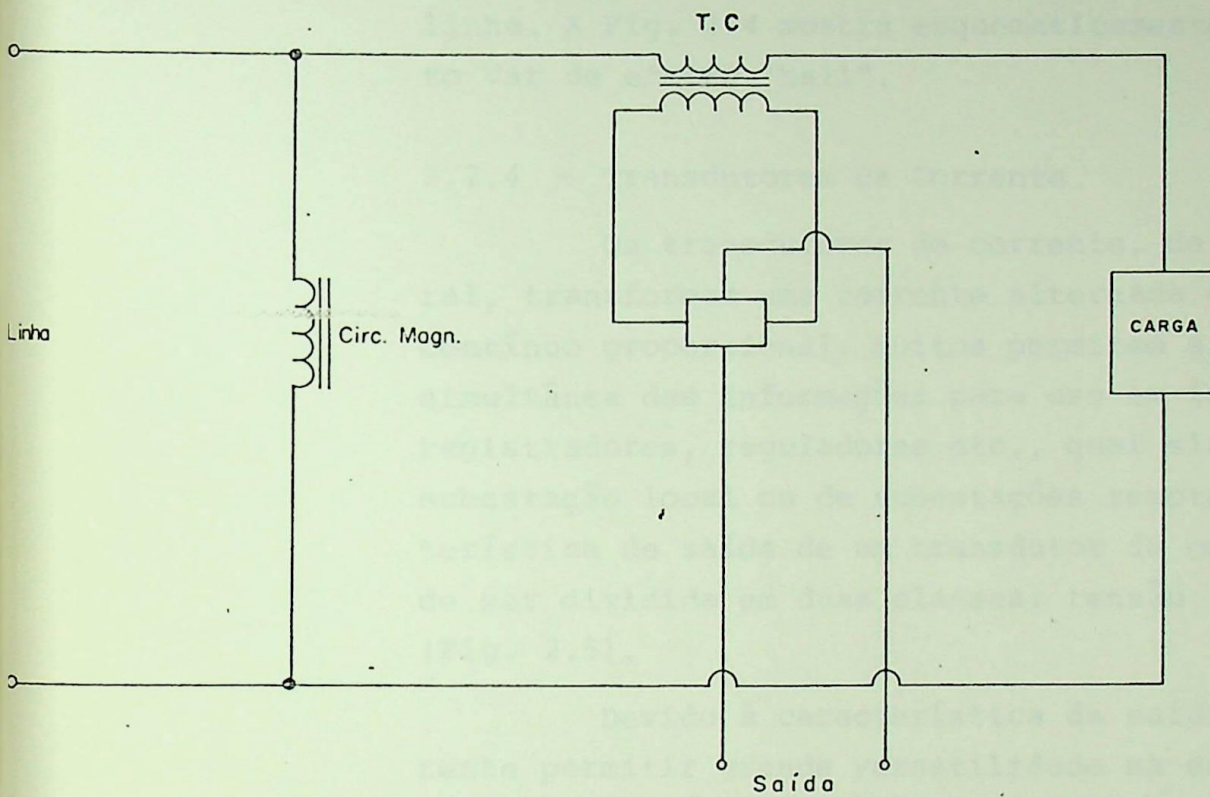


Fig. 2 - 4 - Transdutor de Potência Reativa

visto da tensão de entrada. Como em qualquer indutor, o fluxo magnético no circuito está em fase com a corrente. Assim, o campo magnético representa para o gerador "hall" como tendo sido defasado de 90° da tensão de entrada.

Um transformador de corrente é usado para alimentar um sinal de controle de corrente para o gerador "hall", o qual é proporcional à corrente de linha. A Fig. 2.4 mostra esquematicamente um elemento Var de efeito "hall".

2.2.4 - Transdutores de Corrente

Os transdutores de corrente, de um modo geral, transformam uma corrente alternada em um sinal contínuo proporcional. Muitos permitem a utilização simultânea das informações para uso em indicadores, registradores, reguladores etc., quer elas venham da subestação local ou de subestações remotas. A característica de saída de um transdutor de corrente pode ser dividida em duas classes: tensão e corrente (Fig. 2.5).

Devido à característica da saída por corrente permitir grande versatilidade na escala, há maior tendência no sentido do uso desta classe. Uma outra característica desejável dos transdutores de corrente é a da proteção contra a alta tensão nos terminais de saída, na eventualidade uma abertura inadvertida.

De maneira geral, o princípio de funcionamento baseia-se na redução da corrente de linha através de um transformador de corrente. A saída do TC é endereçada a um retificador e deste a um regulador, que fornece uma corrente contínua proporcional à corrente alternada de linha (Fig. 2.5.b).

2.2.5 - Transdutores de Tensão

Os transdutores de tensão são quase idênticos, em suas características, aos transdutores de corrente, exceto que a entrada é tensão ao invés de

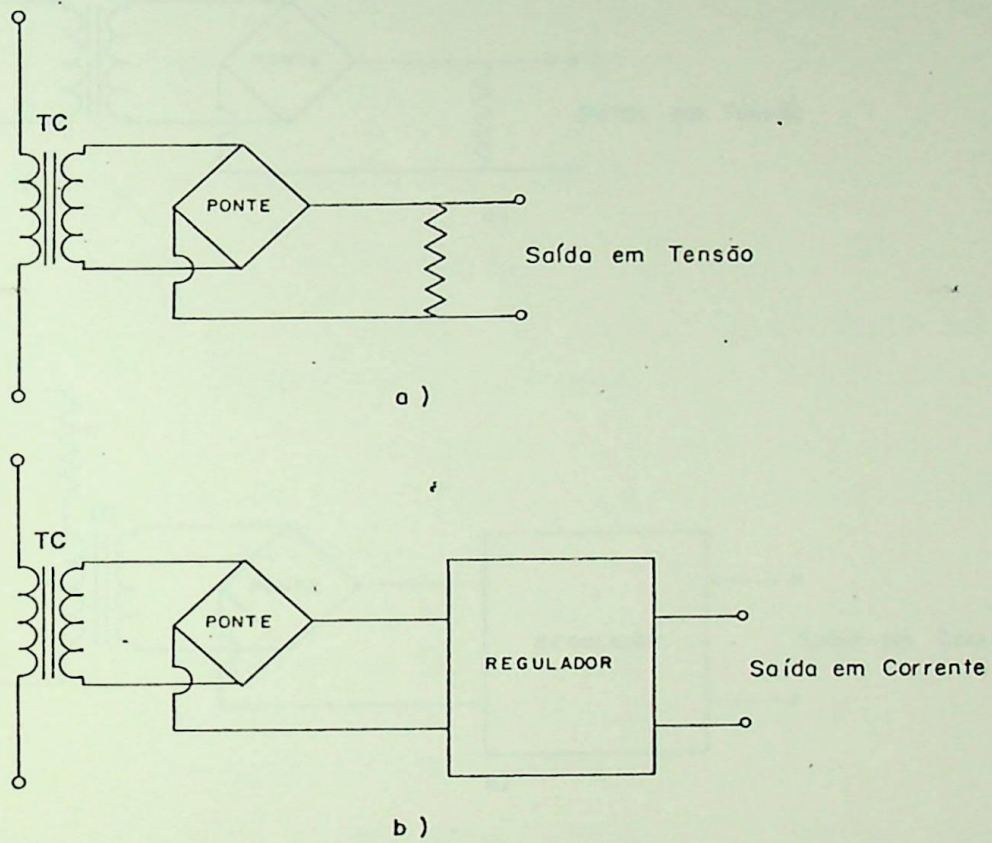
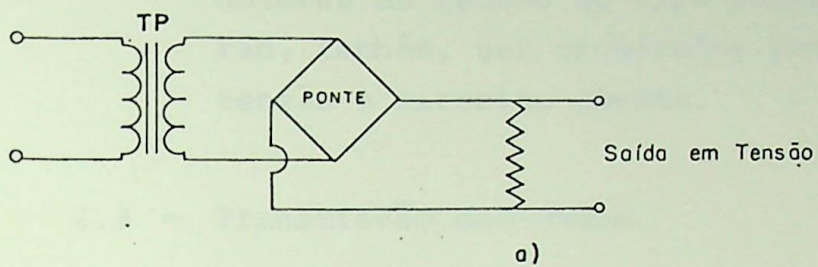


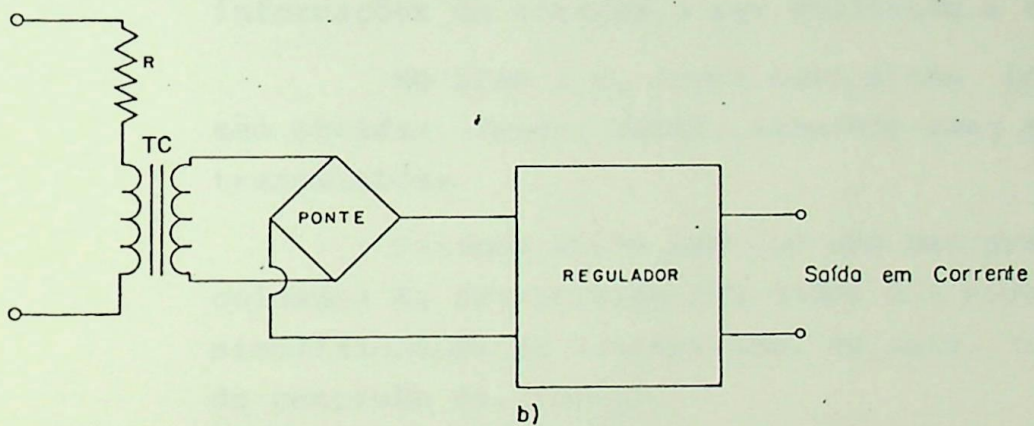
Fig. 2-5 - Transdutor de Corrente

a) Saída em Tensão

b) Saída em Corrente



a)



b)

Fig. 2.6 - Transdutor de Tensão

a) Saída em Tensão

b) Saída em Corrente

corrente. As mesmas características de saída são disponíveis.

Há dois métodos para a obtenção do sinal de entrada. Um é o uso de transformador de potencial, e o outro é o uso de um largo resistor divisor de tensão no primário de um transformador, tal que o transformador age como um TC (Fig. 2.6). Os transdutores de tensão do tipo saída por corrente deverão, também, ser projetados para um limite máximo de tensão a circuito aberto.

2.3 - Transmissão dos Dados

2.3.1 - Introdução

Vimos, no item 2.1, como se selecionam as informações do sistema a ser analisado e controlado.

No item 2.2, vimos como essas informações são obtidas. Resta, agora, sabermos como elas são transmitidas.

Sabemos muito bem que uma das grandes dificuldades da transmissão dos dados é o problema da simultaneidade de transmissão, ou seja, o problema do controle de tráfego.

Uma das formas mais usadas para solucionar os problemas na transmissão é o uso da codificação.

Inicialmente, vejamos o que significa codificação e, especificamente, como ela é aplicada na transmissão de informações de uma localidade para outra. Provavelmente, um dos mais simples exemplos de codificação é o "dial" telefônico. Cada dígito significa realmente pouco ou quase nada quando considerado individualmente, porém, quando todos os dígitos de um número telefônico são considerados juntos, eles significam um único assinante. Este simples exemplo esclarece a essência de toda uma técnica de codificação.

Colocando de um modo diferente, um código pode ser considerado como um grupo de caracteres,

símbolos, figuras etc., os quais não têm nenhum significado particular quando considerados separadamente, mas têm um significado distinto e definido quando considerados juntos e referenciados a algum sistema ou esquema pré-arranjado. No nosso exemplo, este sistema pré-arranjado seria obviamente nosso código de área e número telefônico.

2.3.2 - Codificação no Controle Supervisor

Há duas técnicas básicas de informações codificadas:

- analógica e digital.

A técnica de transmissão analógica simplesmente converte a variável medida em outra, diretamente proporcional, a qual é mais apropriada para transmissão. Por exemplo, uma tensão medida em Volts poderia ser convertida em uma frequência proporcional ou em um pulso de comprimento proporcional. Embora isto seja codificar, a informação transmitida é exatamente a mesma variável medida, exceto que em uma forma diferente.

A segunda técnica de codificação (digital) será nosso objetivo principal, isto porque quase todos os modernos sistemas de controle supervisor utilizam alguma variedade da técnica de codificação digital.

2.3.3 - Técnica Digital

O termo freqüentemente usado - dígito - é meramente uma unidade de medida.

Resultado de uma escolha feita pelos matemáticos árabes há uns 3.000 anos, nosso sistema de numeração básico é derivado da base 10. Por causa disto, o termo dígito tem sido universalmente aceito para significar os números de 0 a 9.

Entretanto, isso não nos impede de concebermos outros sistemas de numeração. O que pretendemos dizer é que se a escolha de um sistema de numeração

fosse dada aos engenheiros eletricitistas ou eletrônicos (em vez de aos árabes), a maioria deles teria provavelmente escolhido uma técnica numérica com base 2. As razões para esta escolha são simples: é uma linguagem mais apropriada para a eletrônica, por exemplo, transistores conduzem ou não conduzem, relés estão ou não estão sendo operados. Em cada um desses exemplos há dois e somente dois estados distintos do equipamento. Poderíamos rotular estes estados como +, -, x, y ou quaisquer outros símbolos de nossa preferência.

Na realidade, na codificação desses estados são comumente usadas as notações "1" e "0".

Como foi mencionado antes, um dígito é uma unidade de medida. Em nosso sistema decimal, cada dígito tem 10 possíveis valores: 0, 1, 2 9.

Em nosso sistema binário, entretanto, cada dígito tem somente 2 possíveis valores: "1" ou "0".

O termo "bit" é uma contração dos termos "binary digit".

2.3.4 - Números Binários.

Por causa de sua eficiência e flexibilidade, os números binários vêm se tornando parte integrante da tecnologia do controle supervisor. Isto se deve ao fato de que o sistema binário já é parte integrante dos sistemas de processamento digital e aquisição de dados.

A tabela 2.2 ilustra a técnica de codificação binária para os números de "0" até "1000".

Vejamos, agora, como se converte um número binário em decimal e vice-versa.

Seja, por exemplo, o número binário 101101.

Começando pelo último número significativo, vamos escrever uma série de potências, onde a base é a base do sistema (no nosso caso = 2) e o expoente é o número, representativo de sua posição na

DECIMAL				BINÁRIO									
$10^3 = 1000$	$10^2 = 100$	$10^1 = 10$	$10^0 = 1$	$2^9 = 512$	$2^8 = 256$	$2^7 = 128$	$2^6 = 64$	$2^5 = 32$	$2^4 = 16$	$2^3 = 8$	$2^2 = 4$	$2^1 = 2$	$2^0 = 1$
			1										1
			2									1	0
			3									1	1
			4							1	0	0	0
			5							1	0	1	
			6							1	1	0	
			7							1	1	1	
			8							1	0	0	0
			9							1	0	0	1
	1	0	0							1	0	1	0
			.										.
			.										.
			.										.
	9	9	9				1	1	0	0	0	1	1
1	0	0	0				1	1	0	0	1	0	0
			.										.
			.										.
	9	9	9	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0

TABELA 2.2 - Sistemas de Numeração Binário e Decimal

composição binária. Em seguida, multiplicamos cada dígito binário pela sua potência correspondente e somamos todos os resultados. Senão, vejamos:

$$\begin{array}{r} 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \quad + \quad \text{número binário} \\ 2^5 \ 2^4 \ 2^3 \ 2^2 \ 2^1 \ 2^0 \quad + \quad \text{potência ou peso} \\ (1 \times 2^5) + (0 \times 2^4) + (1 \times 2^3) + (1 \times 2^2) + (0 \times 2^1) + (1 \times 2^0) \\ (1 \times 32) + (0 \times 16) + (1 \times 8) + (1 \times 4) + (0 \times 2) + (1 \times 1) = 45 \\ \text{Logo, } 101101_2 = 45_{10} \end{array}$$

O processo inverso é simples. Seja, por exemplo, converter o número decimal 26 em um número binário.

Novamente, escreveremos as potências para a base 2 (vide tabela 2.2):

$$2^5 = 32; \quad 2^4 = 16; \quad 2^3 = 8; \quad 2^2 = 4; \quad 2^1 = 2; \quad 2^0 = 1$$

Vemos que $2^4 < 26 < 2^5$ logo, nosso primeiro dígito binário ocupa a posição da potência 2^4 .

Em seguida, iremos adicionar os demais dígitos binários, de forma a completar o valor 26. Se não, vejamos. Tomemos, agora, a potência $2^3 = 8$. Vemos que

$$16 + 8 = 24 < 26 \quad \text{logo, nosso segundo dígito binário ocupa a posição da potência } 2^3.$$

Continuando o raciocínio, teremos:

$$\begin{array}{r} 2^4 \ 2^3 \ 2^2 \ 2^1 \ 2^0 \quad + \quad \text{posição da potência} \\ 16 \ 8 \ 4 \ 2 \ 1 \quad + \quad \text{valor decimal} \\ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \quad + \quad \text{número binário} \\ \text{Logo, } 26_{10} = 11010_2 \end{array}$$

O sistema de numeração binário que acabamos de ver é conhecido como "binário linear".

Mesmo tendo numerosas vantagens e sendo muito simples quando entendido seu significado, também é um fato concreto que nenhuma ideia convincente nos levaria a aceitar uma tensão de 300 kV, mostrada no

vídeo do console de um supervisor como 100101100. Projetistas têm atentado para o fato de que não impor-
ta quão bonito sejam os números binários mas, sim,
que eles são de pouco valor para o usuário até se-
rem transladados de volta ao sistema decimal.

De modo a permitir maior facilidade no re-
torno ao nosso sistema decimal e, ainda, reter as
vantagens da codificação binária, foi desenvolvida
uma técnica conhecida por Decimal Codificado em Biná-
rio (BCD).

O que esta técnica faz nada mais é que, usan-
do a base 10 do sistema de numeração decimal, con-
verter individualmente cada dígito em um binário e
equivalente (como você se recorda, em binário linear
nós convertemos o número como um todo ao invés de dí-
gitos individuais).

Usando-se o conceito da conversão indivi-
dual de dígitos, cada conversão binário-decimal e
vice-versa não é nada mais complicado que:

$$9_{10} = 1001_2$$

A tabela 2.3 mostra os decimais codificados em
binários equivalentes aos valores decimais da tabe-
la 2.2, onde a potência dada a cada dígito binário
é 8 - 4 - 2 - 1.

Tendo em vista o fato de que basta conside-
rarmos somente um dígito decimal de cada vez, não
nos interessa mais a relação binário - potência en-
tre dígitos. Visto isto, nada nos impede de designar
nossas quatro potências por: 4 - 3 - 2 - 1, 7 - 4 - 2 - 1
ou 5 - 2 - 2 - 1. Em cada caso, nós poderemos derivar
valores decimais de "0" até "9", a partir de suas
combinações.

Um dos códigos BCD mais comuns usados em
sistemas supervisores é o 7 - 4 - 2 - 1, devido à sua
eficiência na detectação de erros.

DECIMAL	DECIMAL CODIFICADO EM BINÁRIO		
	<u>10²</u>	<u>10¹</u>	<u>10⁰</u>
	8 4 2 1	8 4 2 1	8 4 2 1
0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0
1	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 1
2			0 0 1 0
3			0 0 1 1
4			0 1 0 0
5			0 1 0 1
6			0 1 1 0
7			0 1 1 1
8			1 0 0 0
9			1 0 0 1
1 0		0 0 0 1	0 0 0 0
.		.	.
.		.	.
9 9		1 0 0 1	1 0 0 1
1 0 0	0 0 0 1	0 0 0 0	0 0 0 0
.	.	.	.
.	.	.	.
9 9 9	1 0 0 1	1 0 0 1	1 0 0 1

TABELA 2.3 - Código Decimal Codificado em Binário

2.4.1 - Introdução

Os métodos para detectar erros numéricos em dados têm sido de interesse dos matemáticos por um tempo tão longo quanto o do trabalho do homem com os números. Nos anos 800 A.D., matemáticos árabes desenvolveram uma técnica de detecção de erro conhecida por "noves-fora".

A exemplo dessa técnica, não há nenhuma razão pela qual nós não possamos usar variações daquele antigo método nos nossos modernos sistemas supervisores.

De fato, um código de detecção de erro muito conhecido, usado hoje em dia, emprega uma variação daquela técnica. Este método é conhecido como "dois-fora" e foi desenvolvido por Richard W. Hamming.

Os vários métodos de detecção de erro disponíveis para uso em controle supervisor devem, teoricamente, ter os seguintes objetivos:

- Eficiência: manter a um mínimo as informações extras transmitidas, requeridas para a detecção do erro, de modo a transmitir maior número de dados no mínimo tempo possível.

- Simplicidade: manter nosso esquema de detecção de erro relativamente direto e imediato. Isto tenderia a simplificar a manutenção e a localização dos defeitos, bem como diminuiria as falhas de equipamento causadas pelo esquema em si.

- Economia: minimizar o custo de todo o equipamento especial usado somente para detecção de erro.

Após examinar todos estes objetivos, nós podemos ver que qualquer escolha feita provavelmente será um compromisso entre os objetivos que nós sentimos ser os mais importantes. Veremos, a seguir, alguns dos métodos de detecção de erro mais conhecidos.

2.4.2 - Repetição

É um dos mais seguros métodos de detecção de erro. Se nós enviarmos uma mensagem duas vezes, o mesmo erro não só teria que ocorrer em ambas as transmissões mas, também, exatamente no mesmo lugar.

A probabilidade de tal ocorrência depende, naturalmente, de um grande número de variáveis, tais como:

- Quantidade de informações enviadas;
- Meio de transmissão etc.

Esta alta segurança é obtida, entretanto, em prejuízo de nosso primeiro objetivo, a eficiência.

Por causa das repetitivas mensagens, o método apresenta severas perdas na eficiência.

A repetição é usualmente empregada somente em aplicações onde o tráfego de mensagens é leve ou as informações extremamente críticas.

Os sistemas "quiescent" têm consistentemente empregado formas de detecção de erro por repetição. Talvez a mais conhecida delas seja a "check before operate". Existe, também, uma segunda forma, chamada "double transmission". Ambas as formas de repetição são comumente empregadas. A Fig. 2.7 mostra as duas formas de detecção de erro.

2.4.3 - Paridade

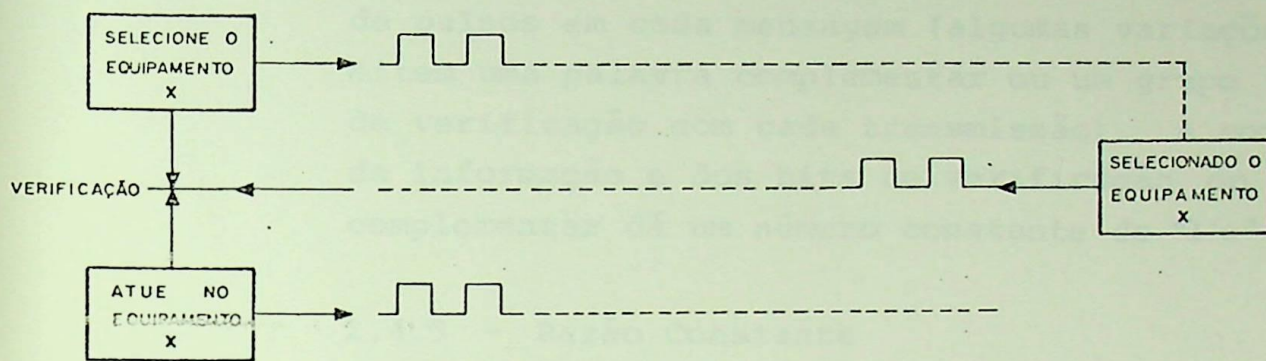
É uma das formas mais comuns usadas na transmissão de dados e que possui boa segurança.

A Fig. 2.8 mostra o código 8-4-2-1 em BCD, discutido anteriormente, com a adição de um bit de paridade. Este bit de paridade pode ser um "1" ou um "0". Seu valor é tal que o número total de "1's" (incluindo o bit de paridade) é, sempre, por exemplo, par. Neste caso, a forma de detecção de erro é conhecida como "paridade par".

CENTRAL

REMOTA

a - Verificar Antes de Operar ("Check before Operate")



b - Dupla Transmissão ("Double Transmission")

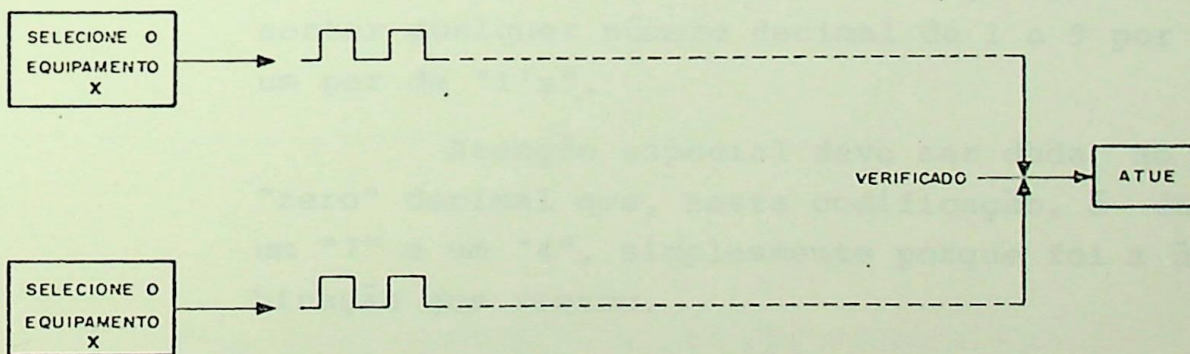


Fig. 2.7 - Duas formas de Detecção de Erro por Repetição

Podemos empregar, também, a paridade ím-
par.

2.4.4 - Contador de Pulsos

A técnica de contar pulsos é uma outra for-
ma largamente usada na detecção de erro, em con-
trole supervisor. Esta técnica conta o número total
de pulsos em cada mensagem (algumas variações trans-
mitem uma palavra complementar ou um grupo de bits
de verificação com cada transmissão). A combinação
da informação e dos bits de verificação ou palavra
complementar dá um número constante de "1's" ou "0's".

2.4.5 - Razão Constante

É uma outra forma de detecção de erro em-
pregada em sistema de controle supervisor.

A estrutura da codificação é mostrada na
Fig. 2.9.

Notemos que, neste caso, o valor da potên-
cia de cada informação foi alterado para 7-4-2-1,
ao invés de 8-4-2-1, mais um bit extra como no
método de paridade. Esta modificação permite repre-
sentar qualquer número decimal de 1 a 9 por somente
um par de "1's".

Atenção especial deve ser dada ao número
"zero" decimal que, nesta codificação, é dado por
um "7" e um "4", simplesmente porque foi a única com-
binação que restou.

2.4.6 - Bose-Chaudhuri

Um dos mais recentes métodos de detecção
de erro e que oferece substanciais inovações, embo-
ra seja consideravelmente mais complexo, é a técni-
ca conhecida como Código de Bose-Chaudhuri.

Esta técnica é semelhante à codificação Ham-
ming, mencionada anteriormente, e ambas são baseadas
na conhecida técnica de detecção de erro chamada
"noves-fora".

DECIMAL	BITS DE INFORMAÇÃO				BIT DE PARIDADE
	8	4	2	1	
0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	1	1
2	0	0	1	0	1
3	0	0	1	1	0
4	0	1	0	0	1
5	0	1	0	1	0
6	0	1	1	0	0
7	0	1	1	1	1
8	1	0	0	0	1
9	1	0	0	1	0

FIG. 2.8 - DETECTAÇÃO DE ERRO POR PARIDADE "PAR"

DECIMAL	7	4	2	1	0
9	1	0	1	0	0
8	1	0	0	1	0
7	1	0	0	0	1
6	0	1	1	0	0
5	0	1	0	1	0
4	0	1	0	0	1
3	0	0	1	1	0
2	0	0	1	0	1
1	0	0	0	1	1
0	1	1	0	0	0

FIG. 2.9 - CODIFICAÇÃO "RAZÃO CONSTANTE"

Basicamente, noves-fora consiste em' reduzir os fatores de certo número, eliminando todos os possíveis valores de nove e comparando os restos.

Se os restos concordam, há uma expectativa de que o resultado está certo.

Seja, por exemplo, a soma $33 + 52$:

soma	verificação
33	$33 - 27 = 6$
+ <u>52</u>	$52 - 45 = \underline{7}$
85	$13 - 9 = 4$
	\uparrow
	$85 - 81 = 4$
	\downarrow

Notemos que os "4s" parecem verificar que 85 é realmente a soma de 33 e 52.

Se nosso resultado fosse 58, 67, 76 ou 94, teríamos também um resto 4 e estaríamos verificando uma soma errada.

Do mesmo modo que para o número nove, podemos também verificar por qualquer outro número fixo.

Se, por exemplo, a soma $33 + 52$ fosse verificada por oito, teríamos:

soma	verificação
33	$33 - 32 = 1$
+ <u>52</u>	$52 - 48 = \underline{4}$
85	5
	\uparrow
	$85 - 80 = 5$
	\downarrow

Novamente, aqui, vemos que para uma resposta de 61, 69, 77 ou 93, também verificaríamos uma soma errada.

A técnica de codificação Bose-Chaudhuri opera da mesma maneira. Dada mensagem a ser transmitida será inicialmente operada por número fixo conhecido e o resto anexado à mensagem para ser transmitido.

Recebida no ponto remoto, a mensagem e o resto serão novamente operados pelo mesmo número fixo

e os restos serão comparados para verificar se há coincidência.

A atual matemática envolvida é parte de uma nova matemática, na qual a maior parte só é realmente entendida por poucos especialistas. Entretanto, não é preciso entendê-la para usá-la, basta apenas termos o conhecimento de algumas regras básicas.

Por exemplo, as mensagens aceitas em Bose-Chaudhuri são sempre de um comprimento de bits igual a alguma potência de 2 menos 1, isto é, $2^n - 1$.

Assim, uma mensagem de 15 bits ($2^4 - 1$) será operada da mesma forma que uma de 7 bits ($2^3 - 1$), ou de 31 bits ($2^5 - 1$).

Dentro da maioria dos comprimentos de mensagens aceitáveis, há um grande número de combinações DADO + RESTO. Dois deles, os quais trabalham com mensagens de 31 bits, são: 21 + 10 e 26 + 5. O conitel 2000 usa a combinação 26 + 5.

Um outro requisito que deve ser encontrado, de modo que a estrutura da codificação Bose-Chaudhuri opere, é a escolha do número-fixo apropriado.

Vimos, nos itens 2.3.4 e 2.4.5, que alguns sistemas usam a estrutura modificada 7-4-2-1 da palavra em BCD. Esta modificação, 7-4-2-1, foi derivada do método regular de codificação BCD 8-4-2-1 a fim de garantirmos uma técnica de controle de erro com relação constante.

Reescrevendo o formato BCD, temos:

valor do bit	BCD				Decimal
	8	4	2	1	
	0	0	0	1	1
	0	0	1	0	2
	0	0	1	1	3
	0	1	0	0	4
	0	1	0	1	5
	0	1	1	0	6
	0	1	1	1	7

1	0	0	0	8
1	0	0	1	9
1	0	1	0	(1) 0

Significaria exatamente a mesma coisa, em termos de número decimal, se nós escrevêssemos a ta bela BCD do seguinte modo:

valor do bit	<u>BCD</u>				Decimal
	2^3	2^2	2^1	2^0	
	0	0	0	1	1
	0	0	1	0	2
			etc.		etc.

pois, $2^3 = 8$; $2^2 = 4$; $2^1 = 2$ e $2^0 = 1$, e nós nada mais fizemos do que escrever a mesma coisa de dois modos diferentes.

Entretanto, de modo a obter vantagens na técnica Bose-Chaudhuri, devemos substituir os números reais por literais. Nossa tabela ficará, agora, assim:

valor do bit	X^3	X^2	X^1	X^0
--------------	-------	-------	-------	-------

onde X é uma incôgnita.

Necessitamos, agora, representar o número fixo em termos literais.

Este número fixo recebe o nome de "polinômio primitivo" e, para uma mensagem de 31 bits (26+5), este número fixo é dado por $X^5 + X^2 + 1$, o qual, na linguagem binária, é escrito 100101, ou seja:

valor do bit	X^5	X^4	X^3	X^2	X^1	X^0
	1	0	0	1	0	1

Este número é que usaremos para operar uma mensagem de 26 bits, de modo a obter o resto para posterior "check".

A técnica empregada é a mesma, quer seja nossa mensagem uma palavra de 31 bits ou de 7 bits (4 + 3).

A fim de tornar mais fácil o entendimento desta técnica, consideremos uma mensagem de 7 bits.

Neste caso, nosso número fixo (polinômio primitivo) é dado por $X^3 + X + 1$ e é escrito 1011. Consideremos, agora, a palavra 1101, como um dado típico, que poderia significar qualquer mensagem.

Nós iremos operar sobre esta palavra com nosso $X^3 + X + 1$, usando as regras da matemática binária. Assim, teremos:

$$1101 \div 1011 = 1111 + 001$$

Logo, a mensagem que nós enviamos é 1101001.

No ponto remoto, nós operaremos novamente a mensagem, tal como ela foi recebida.

Assim, teremos:

$$1101001 \div 1011 = 1111 + 000$$

O resto "0" significa que a mensagem foi recebida corretamente e está pronta para o uso.

III - APLICAÇÕES DO COMPUTADOR NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

3.1 - Aplicação "ON-LINE"

3.1.1 - Introdução

A crescente expansão dos parques geradores, para atender ao contínuo aumento no consumo e na de manda, vem fazendo com que os setores de geração, transmissão e distribuição se transformem numa das indústrias de maior desenvolvimento em todo o mundo. As concessionárias de energia elétrica vêm, há longo tempo, utilizando-se das técnicas de controle automático para seus sistemas de geração e transmiss^{ão} são. Ao contrário das demais indústrias, aqui não existe propriedade de processo, mas, sim, um livre intercâmbio de informações técnicas. As boas sugestões para aumentar a confiabilidade e a performance de um sistema são sempre bem recebidas.

Nos EUA, o controle automático de sistemas elétricos, através do uso do computador, vem sendo usado desde os anos 60. Desde então, muito se tem adicionado à área de "power" com as experiências realizadas com os computadores digitais "on-line".

3.1.2 - Computadores de Despacho na Operação de Sistemas Interligados

Tem sido grande a prática da interligação das companhias vizinhas, umas com as outras, objetivando aumentar a confiabilidade e economia da operação. Transferências programadas de potência ocorrem durante os períodos normais de operação do sistema. Em condições de emergência, reservas são utilizadas visando a minimizar a interrupção de serviço aos consumidores. Constituíram-se, desta forma, as chamadas "Áreas de Controle".

Na prática, a operação do sistema requer que cada uma dessas áreas de controle:

- regule automaticamente seu nível de geração,

- para atender sua própria variação de carga;
- mantenha intercâmbio programado com seus vizinhos;
 - dê assistência à área interligada que desenvolva necessidades de emergência; e
 - faça em sua parte do sistema o controle de frequência.

A técnica básica para tal regulação entre áreas é conhecida por "tie line bias control".

Enquanto são executadas estas obrigações entre áreas cada uma delas procura, também, otimizar sua própria economia e segurança.

Computadores digitais "on-line" têm ocupado um importante papel no alcance desses objetivos. Significativos progressos vêm sendo feitos em "hardware", "software" e nos programas aplicados aos computadores de despacho.

3.1.3 - Evolução dos Computadores de Despacho "ON-LINE"

A primeira geração de computadores digitais de despacho foi usada, inicialmente, para a solução da equação de coordenação de perdas e para despacho econômico de geração. Os mesmos dados e fórmulas básicos eram usados para avaliar intercâmbios com outros sistemas e o comportamento das unidades geradoras. Esses computadores obtinham as informações de entrada dos receptores de telemedição analógica, da medição local ou com entrada manual. Os cálculos eram feitos em "real-time" e os resultados digitais eram convertidos em escalas analógicas e usados para programar e localizar a geração, no controle de carga e frequência analógico convencional.

Em adição ao despacho econômico, os computadores também determinavam o limite de geração de

cada unidade geradora, sua saída de serviço e o carregamento das linhas.

O advento da segunda geração de computadores aumentou a capacidade dos computadores de despacho sob dois aspectos: memórias com transistores lógicos mais rápidos e instruções mais sofisticadas. A aplicação de uma linguagem de mais alto nível tornou-se possível como resultado dos "assemblers" simbólicos mais sofisticados e o uso inicial dos compiladores FORTRAN.

Estas linguagens foram aplicadas para a análise dos problemas operacionais dos sistemas de potência, bem como para o desenvolvimento de programas de melhores aplicações.

Áreas de progresso nesta segunda geração de computadores incluem:

- a) execução do CCF através do Controle Digital Direto (CDD);
- b) expansão dos programas de despacho das unidades geradoras;
- c) desenvolvimento do estudo de fluxo de potência; e
- d) avaliação dos intercâmbios inadvertidos.

A terceira geração introduziu aperfeiçoamento nas seguintes áreas:

- a) Homem - máquina: adaptação de circuitos preto e branco ou a cores nos "displays" de entrada do computador e na operação dos dados e mensagens pertinentes;
- b) Computadores de multi-processamento e configuração de multi-computadores: cada computador assume parte das funções de despacho, com transferência automática de capacidade, que, em casos críticos, como a saída de serviço de um computador, o despacho possa ser mantido;

- c) Aproveitamento de capacidade: o conceito de multi-programação permite estudos "off-line" e o desenvolvimento de novos programas pode ser executado, em segundo plano, enquanto o controle do sistema de potência pode ser feito simultaneamente em primeiro plano. Avanços nos computadores e equipamentos periféricos têm permitido ao sistema de despacho executar todas as funções mais rapidamente;
- d) Alta velocidade na aquisição de dados: computadores convenientemente programados obtêm, de muitas localidades remotas, uma grande quantidade de dados em "real-time", definindo uma série de condições do sistema. Muitos desses dados servem para a execução do controle de carga-freqüência e do despacho econômico; outros são utilizados na função de supervisão e segurança.

3.1.4 - Aquisição de Dados Digitais e Sistema de Controle Supervisor

Em quase todo sistema de controle de um sistema elétrico, o computador de despacho deve estar ligado diretamente a um receptor de dados digitais remotos, ou indiretamente através de um computador de menor porte.

Esta aplicação do computador digital como uma central programável, em um sistema de controle supervisor, permite flexibilidade na integração de tais sistemas em um sistema de computador de despacho e ao mesmo tempo em um sistema monitor de segurança.

Os computadores digitais de pequeno e médio porte, aplicados aos sistemas de supervisão e aquisição de dados, executam as seguintes funções:

- a) Programa de controle sobre todo o sistema: controle dos meios de comunicação, seqüência de reportagem, identificação de alarmes, gravação

de eventos e listagens periódicas das ocorrências;

- b) Entrada das variáveis, analógica e digital, em escala: isto vem simplificar o equipamento da remota, uma vez que a escala e a linearização não precisam ser feitas remotamente;
- c) Alarme: detecção de tendências anormais das variáveis individuais ou combinadas e a comparação dos eventos relacionados;
- d) Controle dos equipamentos periféricos: operação de sofisticados "displays", tais como o osciloscópio, traçador de gráfico e projetor de "slides".

Computadores maiores, além das funções acima, podem ser aplicados em programas tais como estudos de "load-flow" orientado pelo operador, avaliação de contingência e estimação do estado.

3.1.5 - Simulação e Análise

A "análise de sistema" vem assumindo importante papel nas companhias de energia elétrica. Isto é resultado do crescente aumento de volume e complexidade das unidades geradoras e das interligações dos sistemas, onde maior conhecimento de economia e segurança é necessário.

Avanços na tecnologia de controle e nos seus equipamentos (particularmente os computadores digitais e periféricos), bem como os instrumentos e equipamentos de comunicação, têm oferecido os mais eficientes meios para enfrentarmos estes problemas.

Sob o ponto de vista da análise de sistema há, basicamente, quatro pontos envolvidos no desenvolvimento de um bom esquema de controle de operação. São eles:

- a) Desenvolver um modelo de processo e suas alternativas;
- b) Desenvolver um critério de controle, objetivos e restrições do sistema;

- c) Desenvolver um esquema de controle específico; e
- d) Avaliar o esquema de controle por simulação e testes no campo.

Quanto à simulação, novos e sofisticados esquemas de controle, tais como o já mencionado Controle de Carga e Frequência (CCF), exigem extensivos testes de simulação para verificar se eles estão livres de problemas para sua aplicação.

3.1.6 - Outras Funções

O "analista de sistema" não está somente interessado no desenvolvimento das técnicas de controle mas, também, em outras partes que compõem a hierarquia do controle, tais como a economia, a otimização do sistema e a segurança.

Muitas delas se unem diretamente ao CCF para influir no controle, enquanto que outras necessitam da intervenção do operador e servem como guias operacionais. Estas incluem programas para rejeição de carga, intercâmbio econômico, unidades de reserva, reserva girante, programação para "tie-line", despacho econômico e segurança no despacho.

A área de segurança no despacho é a que vem recebendo maior atenção no momento, uma vez que ela oferece a possibilidade de estender seu controle a funções do sistema relacionadas tanto com a economia quanto com a segurança.

Computadores mais rápidos, com maior capacidade de memória e dotados de técnicas para resolver as equações de "load-flow" e "optimization", têm tornado possível a aplicação da segurança no despacho. De fato, as equações de "load-flow", as quais representam um modelo do "steady state" de um sistema, permitem ao operador usar o computador para processar variações simuladas no modelo, a fim de determinar o que ocorrerá se as condições do sistema variarem.

Com o uso de programas de projeção de carga ("load-forecast"), podem ser projetadas condições para um futuro próximo (algumas horas ou alguns dias).

Programas de fluxo de potência orientados pelo operador têm sido implantados, a fim de permitir ao CDC (Centro de Despacho de Carga) processar estudos de contingências.

Já se estuda o uso dos programas de "load-flow" e "optimization" para propósitos tais como:

- a) estimativas das perdas na transmissão;
- b) despacho de potência reativa;
- c) variação do "tap" dos transformadores;
- d) cálculo das restrições do fluxo de potência prevendo sobrecargas;
- e) reconfiguração do sistema; e
- f) reorganização da geração sob condições de emergência.

3.2 - Aplicação "OFF-LINE"

Neste trabalho, convencionou-se designar por sistema "off-line" o sistema computacional e os equipamentos periféricos utilizados como "back-up", conforme mostrado na Fig. 3.1.

O sistema "off-line" opera com um computador idêntico ao do sistema "on-line", porém, com uma capacidade de memória de núcleo magnético igual ou menor que a do sistema "on-line".

Como parte integrante do sistema "off-line" existem, ainda, uma leitora de fita de papel, uma perfuradora rápida de fita de papel e um teletipo, que podem substituir aqueles existentes no sistema "on-line".

O sistema "off-line" é atualmente utilizado para desenvolvimento de programas, para executar modificações na programação do sistema "on-line" e, também, para o treinamento do pessoal. As linguagens utilizadas são ASSEMBLER e FORTRAN.

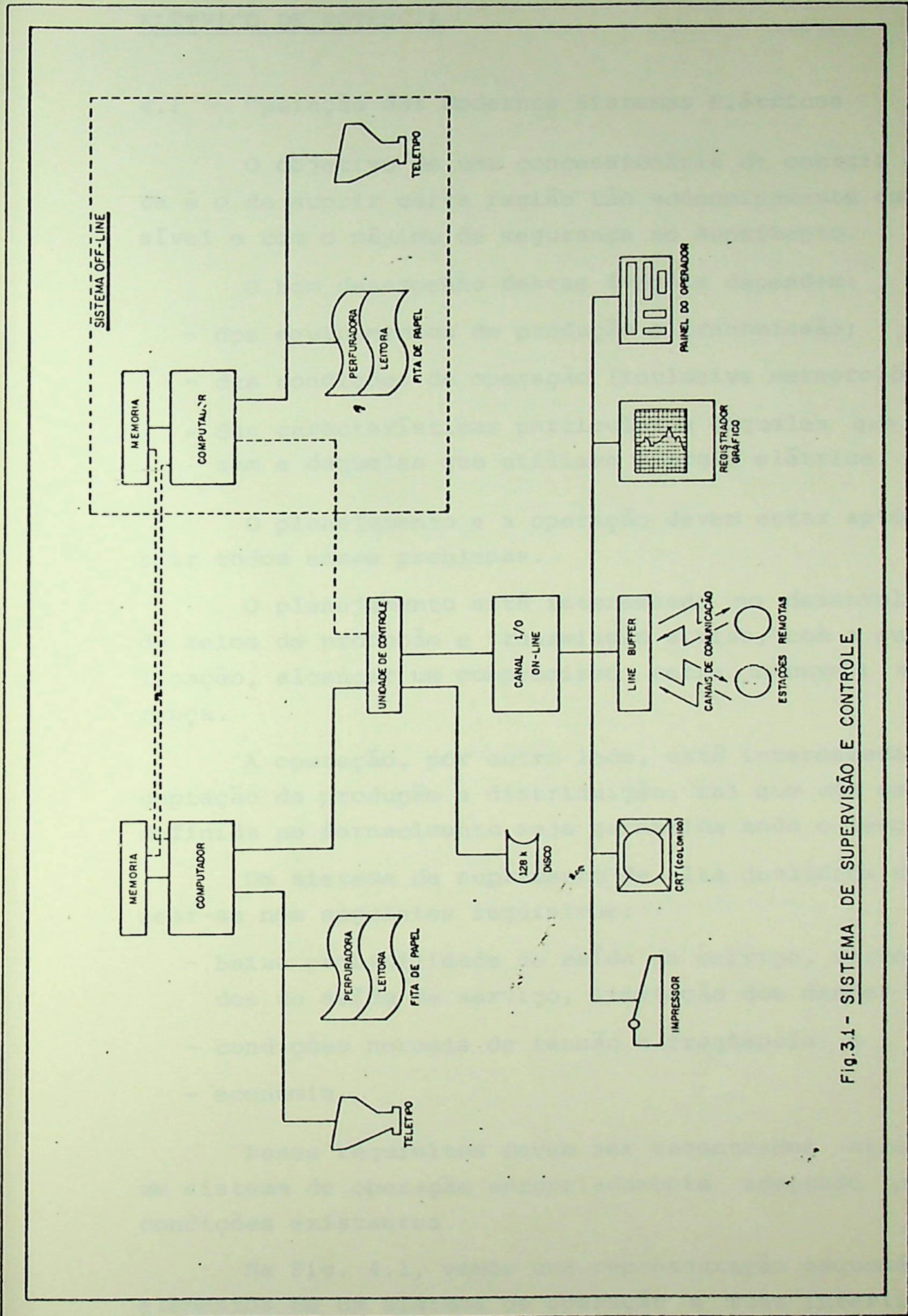


Fig.3.1- SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE

IV NOÇÕES BÁSICAS SOBRE SUPERVISÃO E ANÁLISE DE UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

4.1 - Operação dos Modernos Sistemas Elétricos

O objetivo de uma concessionária de energia elétrica é o de suprir certa região tão economicamente quanto possível e com o máximo de segurança no suprimento.

O bom desempenho destas funções dependem:

- dos equipamentos de produção e transmissão;
- das condições de operação (inclusive meteorológicas);
- das características particulares daqueles que produzem e daqueles que utilizam energia elétrica.

O planejamento e a operação devem estar aptos a cobrir todos esses problemas.

O planejamento está interessado no desenvolvimento de meios de produção e transmissão e visa, com a sua interligação, alcançar um compromisso entre economia e segurança.

A operação, por outro lado, está interessada na adaptação da produção e distribuição, tal que uma qualidade definida no fornecimento seja garantida todo o tempo.

Um sistema de suprimento de alta qualidade deve basear-se nos seguintes requisitos:

- baixa probabilidade de saída de serviço, curtos períodos de saída de serviço, limitação dos danos;
- condições normais de tensão e frequência; e
- economia.

Esses requisitos devem ser encontrados através de um sistema de operação apropriadamente adaptado para as condições existentes.

Na Fig. 4.1, vemos uma representação esquemática dos elementos de um sistema de operação e suas interligações. Com base nos dados e na configuração do sistema elétrico, várias operações podem ser empreendidas, sempre controladas

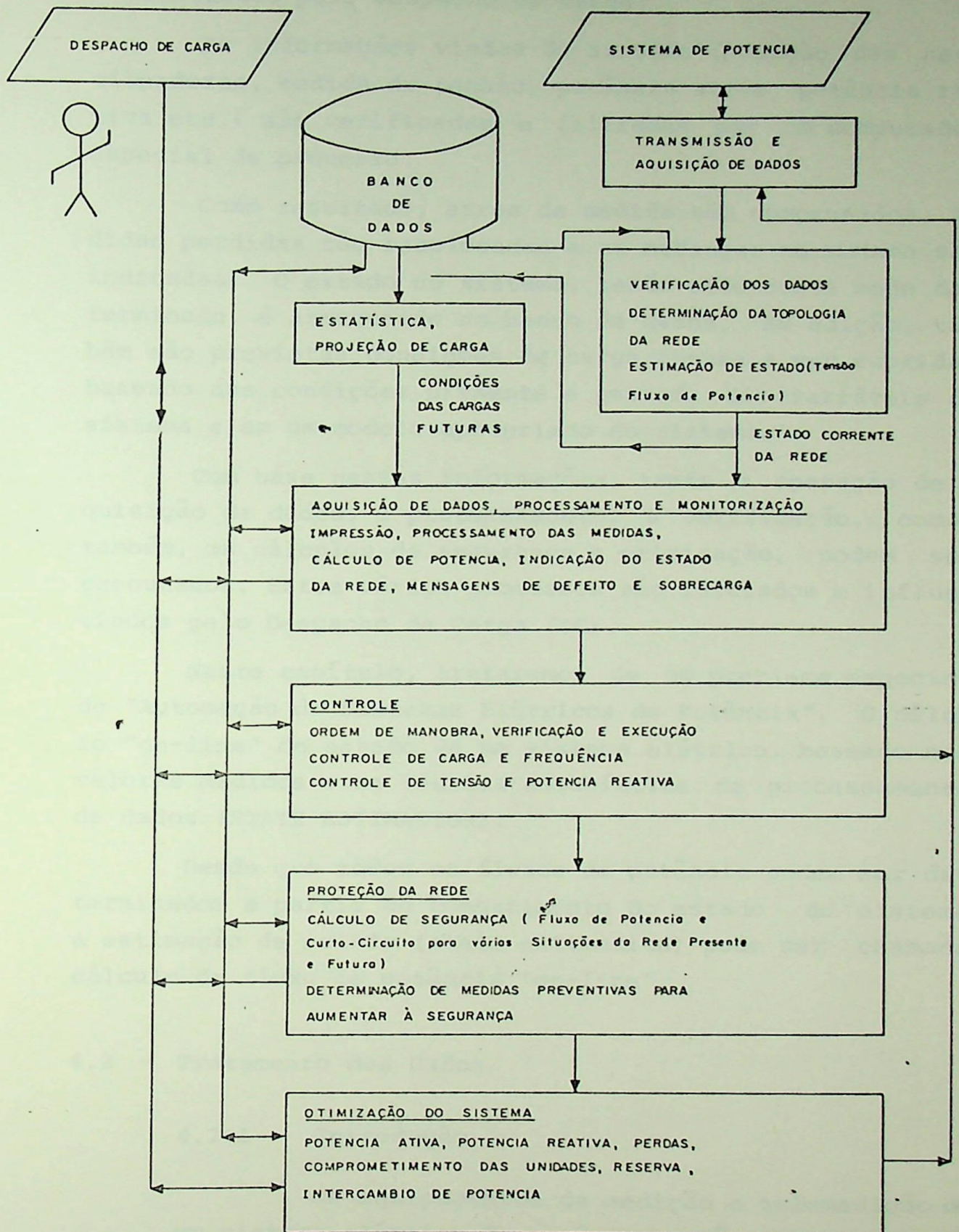


Fig. 4.1 Sistema de Operação para um Sistema Elétrico

e auxiliadas pelo despacho de carga.

As informações vindas do sistema (posição das seccionadoras, medida de tensão, potência ativa, potência reativa etc.) são verificadas e filtradas por um computador especial de processo.

Como resultado, erros de medida são compensados, medidas perdidas são recolocadas e as mudanças no sistema são indicadas. O estado do sistema, tendo sido deste modo determinado, é armazenado no banco de dados. Em adição, também são previstas condições de carga futura a ser suprida, baseado nas condições presente e passada das variáveis do sistema e em um modelo apropriado do sistema.

Com base nessas informações, tanto a operação de aquisição de dados, o processamento, a verificação, como, também, os cálculos de segurança e otimização, podem ser executados. Estes vários processos são iniciados e influenciados pelo Despacho de Carga (DC).

Neste capítulo, trataremos de um problema especial da "Automação de Sistemas Elétricos de Potência". O cálculo "on-line" do estado de um sistema elétrico, baseado nos valores medidos e na técnica estatística de processamento de dados (STATE ESTIMATION).

Desde que todos os fluxos de potência podem ser determinados a partir do conhecimento do estado do sistema, a estimação de estado (state estimation) pode ser chamada cálculo de fluxo de potência "on-line".

4.2 - Tratamento dos Dados

4.2.1 - Introdução

Os equipamentos de medição e telemedição de um sistema elétrico de potência estão sempre sujeitos aos erros sistemáticos dos instrumentos e aos fenômenos aleatórios. As informações brutas sobre o comportamento do sistema são insatisfatórias para estimar seu estado e sua performance. O problema da estimação consiste em determinar, para o instante

em questão, o comportamento das variáveis do sistema a partir de informações errôneas.

Sua solução implica no desenvolvimento de algoritmos para tratar e processar as medidas em "real-time".

Vários métodos de estimação foram desenvolvidos tanto para condições estáticas como dinâmicas. Enquanto os métodos estáticos tratam somente de um determinado instante do sistema, os métodos dinâmicos geram as variáveis do sistema como uma função do tempo. Em ambos os casos, o problema da estimação é inerentemente um problema não-linear cuja solução requer métodos de aproximação.

O uso da estimação de estado em um sistema de potência deve compreender três estágios.

Primeiramente, é constituído um banco de dados confiável, a fim de fornecer informações sobre a estrutura do sistema. No estágio seguinte, o estimador deve ser usado para avaliar as faixas de segurança e as contingências. Finalmente, a combinação das teorias da estimação e do controle devem contribuir no sentido de se obter o controle de carga e frequência, despacho econômico, análise de estabilidade etc. Deste modo, a estimação de estado torna-se parte integrante do controle automático de um sistema elétrico de potência.

4.2.2 - Estrutura da Moderna Teoria do Controle

Esta teoria é caracterizada por dois aspectos principais:

- a) variável de estado aproximada: onde um número mínimo de variáveis são selecionadas, de modo a descrever completamente o sistema; e
- b) modelo matemático: que represente as incertezas internas e externas do sistema.

A Fig. 4.2 ilustra a função da teoria do controle.

O sistema físico, caracterizado pela variável de estado \bar{X} , sofre a influência de um distúrbio aleatório \bar{W} . Em geral, as variáveis de estado \bar{X} não são diretamente acessíveis.

O sistema de medição gera uma série de informações necessárias para descrever o estado do sistema. No entanto, as medições \bar{Z} são afetadas pelos erros de observação \bar{V} . Assim, as informações de saída \bar{Z} podem ser insatisfatórias para avaliar a performance do sistema.

Sob o ponto de vista de controle, existem dois problemas básicos a serem resolvidos:

- 1) uma teoria de estimação que forneça as bases para a determinação de uma variável estimada \hat{X} , da variável de estado \bar{X} ;
- 2) uma teoria de controle que trate do problema de computar a variável de controle \bar{U} , tal que o sistema se comporte da maneira prevista.

De acordo com a Fig. 4.2, o estimador irá determinar um valor \hat{X} que aproxime do valor \bar{X} da variável de estado do sistema.

Visto isso, podemos definir um estimador estático de estado como sendo um algoritmo de processamento de dados, capaz de estimar o estado do sistema a partir de medições e de outras informações recebidas, levando-se em conta os erros de observação.

É importante mencionar que o principal objetivo de sua aplicação não é o de obter uma estimação de estado precisa mas, sim, o de obter uma estimação confiável, mesmo para as medidas mais distorcidas. Além disso, o algoritmo de estimação deve ser simples o bastante para ser usado em um computador de processo com capacidade de memória e velocidade de processamento limitados.

É bem verdade que os cálculos de fluxo de potência são freqüentemente usados para obter o estado

do sistema, no entanto, a principal diferença entre o cálculo do fluxo de potência e o método da estimação de estado é ilustrado na Fig. 4.3.

O cálculo do fluxo de potência parte da premissa de que os dados de entrada (isto é, os n valores das cargas) estão isentos de qualquer erro de observação, e mais, o número de incógnitas é igual ao número dos dados de entrada.

A teoria da estimação do estado, por outro lado, leva em conta os erros de observação. De modo a obter uma boa solução, os dados de entrada m deverão ser maiores que o número de incógnitas n .

A saída \hat{X} do estimador dá uma informação completa sobre o estado do sistema.

O objetivo do regulador é o de computar um sinal de controle \bar{U} , tal que o valor estimado \hat{X} do estado \bar{X} do sistema satisfaça à condição ótima pre-especificada pelos critérios matemáticos. Este aspecto não será tratado, por fugir ao escopo deste trabalho.

4.3 - Descrição Matemática de um Sistema Elétrico de Potência

O vetor de estado \bar{X} de um sistema contém uma quantidade mínima de informações sobre a história do sistema, as quais são necessárias para estimar o comportamento futuro.

Referindo-se a um sistema elétrico, surgem as seguintes questões:

- quais são as componentes do vetor de estado \bar{X} ?
- como é o vetor de estado \bar{X} , relacionado com as medidas \bar{Z} ?
- quais são as fontes de erro \bar{V} para as medidas incertas?

4.3.1 - A Variável de Estado \bar{X}

Em concordância com a definição acima, o

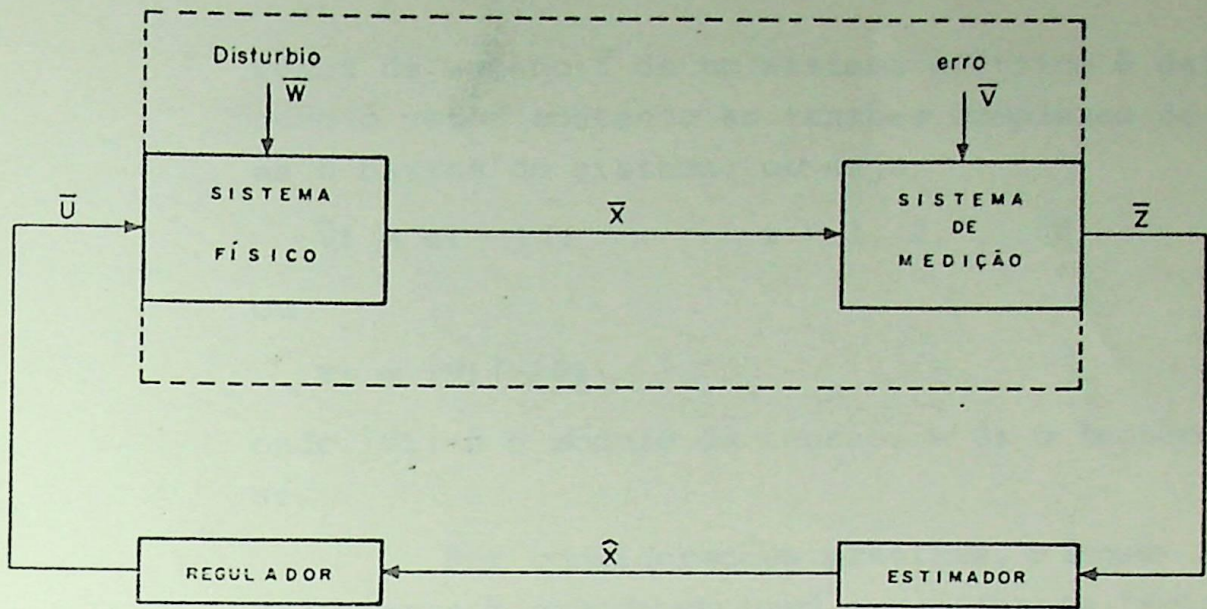


Fig. 4.2 Representação do Problema da Estimação e do Controle: \bar{X} = Vetor de estado real, \bar{Z} = Vetor medido e \bar{U} = Vetor de Controle

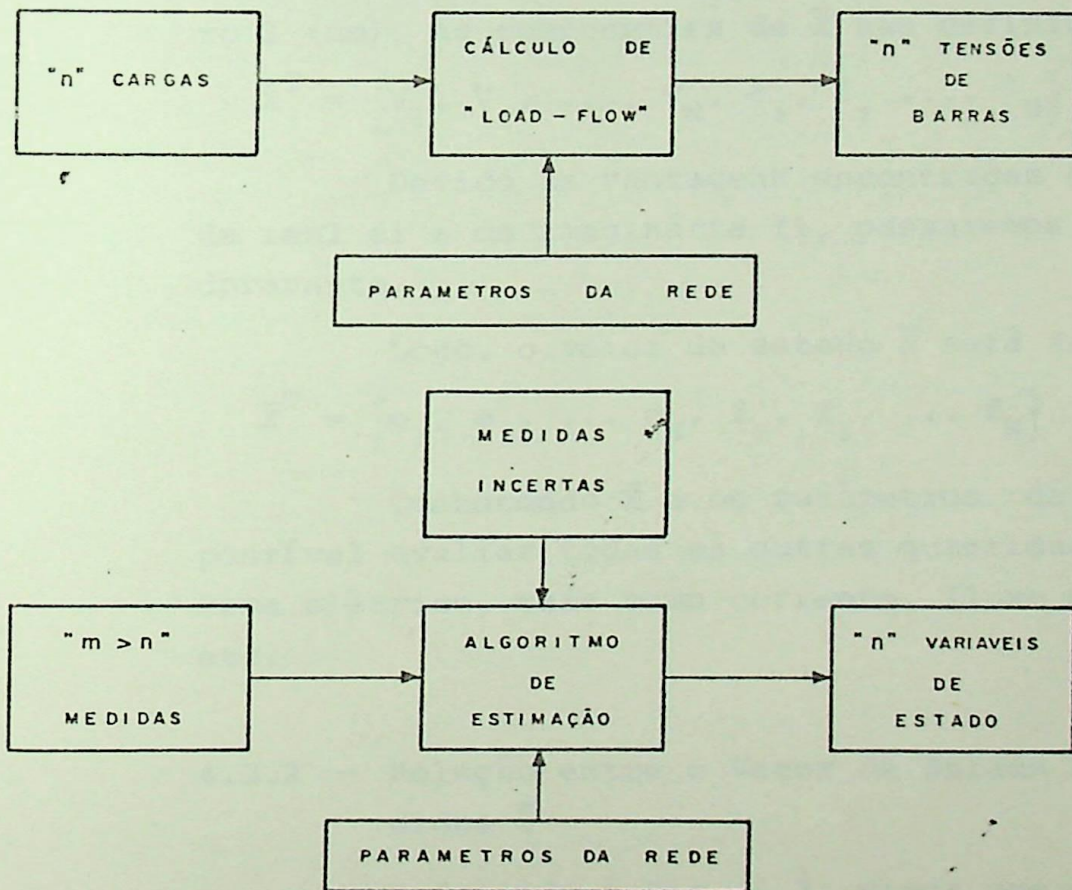


Fig. 4.3 Comparação entre o Cálculo de "Load-Flow" e o Algoritmo de Estimação de Estado

vetor de estado \bar{X} de um sistema elétrico é definido como o vetor contendo as tensões complexas de todas as N barras do sistema, ou seja:

$$\bar{V}_i = e_i + j f_i \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

ou

$$V_i = |V_i| \angle \theta_i \quad (2)$$

onde $|V_i|$ é o módulo da tensão, e θ_i o ângulo de fase.

Por considerações práticas, o ângulo em uma das barras é considerado igual a zero (barra "swing").

Assim, para um sistema de N barras, a dimensão do vetor de estado \bar{X} é dada por:

$$\dim [X] = 2N - 1 \quad (3)$$

Denominando a barra swing como barra número 1 (um), as componentes de \bar{X} são definidas como:

$$\bar{X}^T = [V_1, V_2, \dots, V_N, \theta_2, \theta_3, \dots, \theta_N] \quad (4)$$

Devido às vantagens encontradas com o uso da real e_i e da imaginária f_i , passaremos a usá-las doravante.

Logo, o vetor de estado \bar{X} será dado por:

$$\bar{X}^T = [e_1, e_2, \dots, e_N, f_2, f_3, \dots, f_N] \quad (5)$$

Conhecendo \bar{X} e os parâmetros da rede, é possível avaliar todas as outras quantidades do sistema elétrico, tais como corrente, fluxo nas linhas etc.

4.3.2 - Relação entre o Vetor de Estado \bar{X} e as Medidas \bar{Z}

Referindo à Fig. 4.2, vemos que o vetor de estado \bar{X} não é acessível diretamente. Ele tem sido estimado a partir do vetor \bar{Z} .

Na tabela 1, temos as cinco relações básicas entre as tensões complexas \bar{X} das barras e as medidas \bar{Z} .

Em geral, elas são funções não lineares, denotadas por:

$$\bar{Z} = \bar{h}(x) + \bar{V} \quad (6)$$

Esquemas Básicos de Medidas para um Sistema com N Barras e M Linhas

T A B E L A 1

Caso	Componentes de \bar{Z}	$\bar{h}(x)$	Dimensão
1	Potências ativa e reativa injetadas em todas as barras (exceto P_1 - swing) $\bar{Z} = [\dots P_i, Q_i \dots]$	Eqs 7 e 8	$2N - 1$
2	Mesmo caso 1 mais as tensões em todas as barras $\bar{Z} = [\dots U_i, P_i, Q_i \dots]$	Eqs 7, 8 e 11	$3N - 1$
3	Fluxo de potências ativa e reativa em ambos os extremos de uma linha $\bar{Z} = [\dots P_{ik}, Q_{ik} \dots]$	Eqs 9 e 10	$4M$
4	Mesmo caso 3 mais as tensões em todas as barras $\bar{Z} = [\dots P_{ik}, Q_{ik}, U_i \dots]$	Eqs 9, 10 e 11	$4M + N$
5	Sistema totalmente medido $\bar{Z} = [\dots P_i, Q_i, P_{ik}, Q_{ik}, U_i, \theta_i \dots]$	Eqs 7, 8, 9, 10, 11 e 12	$4N - 1 + 4M$

onde $h(x)$ é uma função vetorial m - dimensional e \bar{V} é o erro de observação m - dimensional.

Enquanto o caso 1 corresponde a um cálculo de "load-flow" normal, sem redundância, o caso 5, de um sistema totalmente medido, apresenta o máximo de redundância possível.

No caso real, o sistema de medida será uma combinação dos casos mostrados na tabela 1.

- Potência Ativa injetada na barra i

$$P_i = e_i \sum_{k=1}^N (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) + f_i \sum_{k=1}^N (f_k G_{ik} + e_k B_{ik}) \quad (7)$$

- Potência Reativa injetada na barra i

$$Q_i = f_i \sum_{k=1}^N (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) - e_i \sum_{k=1}^N (f_k G_{ik} + e_k B_{ik}) \quad (8)$$

- Fluxo de Potência Ativa entre as barras i e k

$$P_{ik} = -[e_i(e_i - e_i) + f_i(f_i - f_k)]G_{ik} + [e_i(f_i - f_k) - f_i(e_i - e_k)]B_{ik} \quad (9)$$

- Fluxo de Potência Reativa entre as barras i e k

$$Q_{ik} = [e_i(e_i - e_k) + f_i(f_i - f_k)]B_{ik} + [e_i(f_i - f_k) - f_i(e_i - e_k)]G_{ik} - (e_i^2 + f_k^2) \frac{Y_{ik}}{2} \quad (10)$$

- Módulo da tensão na barra i

$$V_i = (e_i^2 + f_i^2)^{1/2} \quad (11)$$

- Ângulo de fase na barra i

$$\theta_i = \arctan \frac{f_i}{e_i} \quad (12)$$

A dedução dessas equações encontra-se no apêndice 1.

Pelas equações de (7) a (12), vemos que as componentes $h_i(x)$ da função $\bar{h}(x)$ são analiticamente funções de \bar{X} .

Os parâmetros G_{ik} , B_{ik} e Y_{ik} foram determinados usando-se como modelo de linha uma seção π dos elementos da rede conectados entre as barras i e k (Fig. 4.4).

4.3.3 - Principais Fontes de Erro

Os equipamentos de medição e telemetria de um sistema elétrico estão sempre sujeitos a erros aleatórios e sistemáticos dos instrumentos e a outros fenômenos.

Estes erros são modelados pelo vetor \bar{V} , que aparece na equação (6), os quais podem ser classificados em três diferentes categorias:

a) Erro de instrumentação:

- erros de medição e comunicação;
- instrumentação incompleta;
- pontos de dados ruins.

b) Incertezas da operação:

- medições retardadas;
- variações bruscas no sistema.

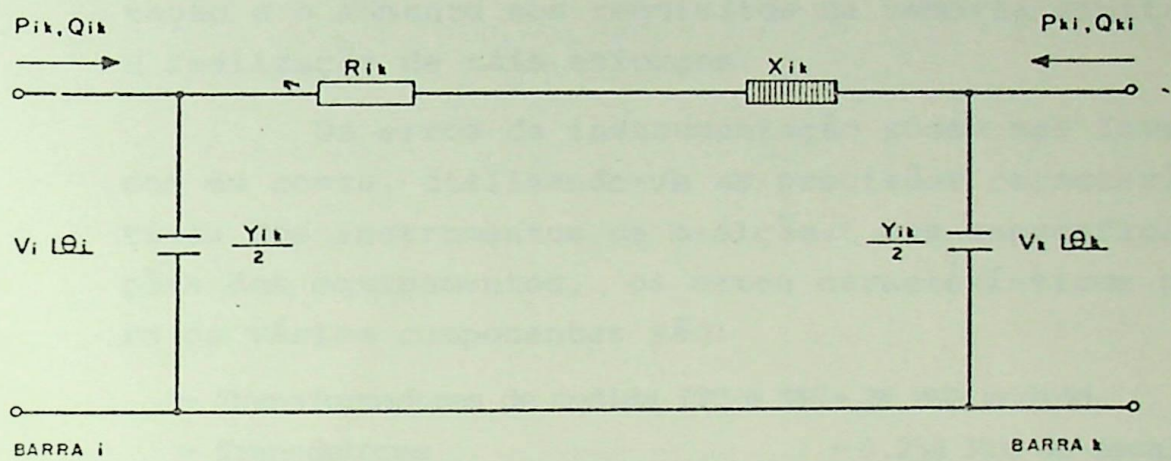


Fig. 4.4 Modelo π de uma Seção da Rede

c) Falhas do modelo matemático

- erro no modelo matemático;
- imprecisão dos parâmetros da rede.

Os erros da classe a poderiam ser reduzidos pela melhoria dos equipamentos de medição, através de uma instalação de alto custo. As incertezas de operação são fatos reais e não podem ser evitadas.

Embora o modelo matemático pudesse ser melhorado, a perda resultante na velocidade de computação e o aumento nos requisitos de memória limitam a realização de tais esforços.

Os erros de instrumentação podem ser levados em conta, utilizando-se as precisões características dos instrumentos de medição. Das especificações dos equipamentos, os erros característicos para os vários componentes são:

- Transformadores de medida (TC e TP) - 2% MVA medido
- Transdutores - 0.25% Fim de escala
- Conversor analógico/digital - 0.10% Fim de escala

Para propósitos estimativos, é mais vantajoso ajustar todas as incertezas do sistema pela distribuição de Gauss. Sua função densidade de probabilidade é dada pela expressão:

$$P(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{V-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (13)$$

4.4 - Algoritmo para Estimação do Estado de um Sistema Elétrico

As quantidades dadas na tabela 1, as quais constituem as componentes do vetor de medidas \bar{Z} , somente podem ser determinadas com um certo erro de observação.

Com a ajuda do modelo matemático introduzido na seção anterior, o sistema de medidas é representado pela expressão:

$$\bar{Z}_j = \bar{h}_j(x) + \bar{V}_j \quad p/ \quad j = 1 \dots n \quad (14)$$

onde o vetor de medidas \bar{z}_j consiste de um dos tipos de quantidade medida, dada na tabela 1. O vetor $\bar{h}_j(x)$ é aqui descrito como sendo de um dos tipos das equações não-lineares (7) a (12), conforme o caso. Finalmente, o vetor \bar{v}_j descreve os erros de observação e transmissão das medidas do vetor \bar{z}_j .

De modo a diminuir a influência dos erros de observação \bar{v}_j , é necessário o uso de medidas redundantes, isto é, o número de medidas \bar{z}_j deve ser maior do que o número de incógnitas \bar{x} .

Em um sistema elétrico com n barras e m linhas de transmissão, o índice de redundância n é definido como:

$$n = \frac{\text{número de valores medidos}}{\text{número de incógnitas}} \quad (15)$$

O valor máximo de n é dado por $(6m + 4n)/(2n - 1)$. Porém, aplicações práticas mostram que o valor ideal de n varia entre 1,4 e 2,5.

Nos últimos anos, um grande número de trabalhos tem sido publicado, nos quais a determinação do vetor de estado \bar{x} , baseado em um conjunto de medidas redundantes \bar{z} , tem sido resolvido através da aplicação do método dos mínimos quadrados. Neste método, procura-se minimizar a função "erro quadrático" dada por:

$$\bar{F}(x) = \sum_{j=1}^n [\bar{z}_j - \bar{h}_j(x)]^T \bar{w}_j [\bar{z}_j - \bar{h}_j(x)] \quad (16)$$

O ajuste das diferentes precisões e influências das várias medidas pode ser feito através da matrix de peso \bar{w}_j . Baseado nas características dos equipamentos de medição (item 4.3.3), uma possível função para determinação de \bar{w}_j é dada por:

$$\bar{w}_j = [0,02\bar{S}_{mj} + 00035\bar{F}_j]^{-2} \quad (17)$$

onde

\bar{S}_{mj} é a potência medida $P_j + j Q_j$

\bar{F}_j é o fim de escala dos instrumentos

A solução \bar{x} deve satisfazer à condição mínima para:

$$\frac{d\bar{F}(x)}{dx} = 2 \sum_{j=1}^n \left[\frac{d\bar{z}_j}{dx} - \frac{d\bar{h}_j(x)}{dx} \right]^T \bar{w}_j [\bar{z}_j - \bar{h}_j(x)] = 0 \quad (18)$$

Essa equação pode ser resolvida iterativamente pelo método de Newton - Raphson, isto é:

$$\hat{X}_{k+1} = \hat{X}_k - A_k^{-1} \frac{d\bar{F}(x)}{d\bar{x}} \Big|_{\bar{x} = \hat{x}} \quad (19)$$

onde

$$\bar{A}_k = \sum_{j=1}^n \left[\frac{d^2 \bar{Z}_j}{d\bar{x}^2} - \frac{d^2 \bar{h}_j(x)}{d\bar{x}^2} \right]^T \bar{w}_j [\bar{Z}_j - \bar{h}_j(x)] + \left[\frac{d\bar{Z}_j}{d\bar{x}} - \frac{d\bar{h}_j(x)}{d\bar{x}} \right]^T \bar{w}_j \left[\frac{d\bar{Z}_j}{d\bar{x}} - \frac{d\bar{h}_j(x)}{d\bar{x}} \right] \quad (20)$$

Como as medidas de \bar{Z}_j são independentes de \bar{X} , e se desprezarmos os termos de segunda ordem $\frac{d^2 \bar{h}_j(x)}{d\bar{x}^2}$, a equação torna-se:

$$\hat{X}_{k+1} = \hat{X}_k + \left[\sum_{j=1}^n \left(\frac{d\bar{h}_j(x)}{d\bar{x}} \Big|_{\hat{x}_k} \right)^T \bar{w}_j \frac{d\bar{h}_j(x)}{d\bar{x}} \Big|_{\hat{x}_k} \right]^{-1} \cdot \sum_{j=1}^n \left(\frac{d\bar{h}_j(x)}{d\bar{x}} \Big|_{\hat{x}_k} \right)^T \bar{w}_j [\bar{Z}_j - h_j(\hat{x}_k)] \quad (21)$$

A matrix $\frac{d\bar{h}_j(x)}{d\bar{x}} \Big|_{\hat{x}_k}$ depende de \hat{X}_k e deve, portanto, ser recalculada após cada iteração.

O algoritmo de estimação descrito pela equação (19) ou pela equação (21) deve ser repetido até a condição de convergência $E = \hat{X}_{k+1} - \hat{X}_k$ ser alcançada.

Do ponto de vista prático, um algoritmo de estimação deve satisfazer aos seguintes requisitos:

- necessitar de pequena memória;
- boa convergência (limite razoável $E = 10^{-4}$ pu);
- convergência independente do número de medidas e de barras;
- convergência obtível mesmo quando a matrix \bar{w}_j é desconhecida, isto é, quando o valor e a distribuição dos erros \bar{V}_j é desconhecida; e
- compor o vetor de estado \bar{X} .

4.5 - Estimação do Estado Baseado no Fluxo de Potência nas Linhas

Uma solução interessante do problema da estimação de estado pode ser derivada se o vetor \bar{Z} contém somente as medidas dos fluxos de potência em ambos os extremos de cada

linha. Este procedimento é simples e rápido e satisfaz aos requisitos descritos na seção anterior.

Este processo corresponde ao caso 3, na tabela 1.

Inicialmente, o problema não-linear é transformado em um problema linear pela introdução da q. d. tensão \bar{y} através de cada linha. O vetor \bar{y} é relacionado com o vetor \bar{X} através da transformação linear

$$\bar{y} = \bar{B} \bar{X} + \bar{V} \quad (22)$$

onde \bar{B} é a matrix incidente dos elementos e \bar{V} representa as incertezas do sistema.

A função $J(x)$ pertinente à equação (22) é dada por:

$$J(x) = (\bar{y} - \bar{B} \bar{X})^T (\bar{y} - \bar{B} \bar{X}) \quad (23)$$

para a condição ótima

$$\frac{\partial J(x)}{\partial \bar{X}} = 2\bar{B}^T (\bar{y} - \bar{B} \bar{X}) = 0 \quad (24)$$

o que gera um valor estimado \hat{X} dado por:

$$\hat{X} = (\bar{B}^T \bar{B})^{-1} \bar{B}^T \bar{y} \quad (25)$$

O segundo passo consiste na determinação de uma relação não-linear entre as tensões \bar{y} e os fluxos \bar{Z} nas linhas, isto é:

$$\bar{y} = f(\bar{X}, \bar{Z}) \quad (26)$$

A componente p'ésima desta função $f(\bar{X}, \bar{Z})$ é dada por:

$$y_p = (R_{ik} + j X_{ik}) \left[\frac{P_{ik} - jQ_{ik}}{e_i - jf_i} - (e_i + jf_i) Y_{ik} \right] \quad (27)$$

Como \bar{y} não é medido diretamente e depende de \bar{X} , o estimador (25) tem que ser iterado, começando por um valor \hat{X}_0

$$\text{onde } \hat{X}_{\alpha+1} = (\bar{B}^T \bar{B})^{-1} \bar{B}^T f(\hat{X}_{\alpha}, \bar{Z}) \quad \alpha = 1, 2 \dots \quad (28)$$

até o critério de convergência ser alcançado.

Se a transformação não-linear $\bar{y} = f(\bar{x}, \bar{z})$ é usada na função (22), a condição de otimização de $J(x)$, com referência a \bar{X} , é dada por:

$$\frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \bar{\mathbf{x}}} = 2 \left[\frac{\partial \bar{\mathbf{y}}}{\partial \bar{\mathbf{x}}} - \bar{\mathbf{B}} \right]^T \left[\bar{\mathbf{y}} - \bar{\mathbf{B}} \bar{\mathbf{x}} \right] = 0 \quad (29)$$

Portanto, se $\bar{\mathbf{y}}$ é considerado uma função de $\bar{\mathbf{X}}$ e $\bar{\mathbf{Z}}$, conforme alguém poderia ter suspeitado inicialmente, o valor $\hat{\mathbf{X}}$ obtido pela equação (28) não satisfaz a equação (29). No entanto, experiências práticas têm mostrado que o algoritmo (28) conduz a resultados satisfatórios.

O algoritmo (28) é muito usado para implantação "on-line", porque a inversão de matrix não precisa ser efetuada enquanto a estrutura da rede permanecer inalterada.

4.6 - Simulação "OFF-LINE"

4.6.1 - Introdução

Para uma avaliação preliminar, o estudo de simulações "off-line" nos fornece uma valiosa idéia do comportamento da estimação de estado.

O diagrama de bloco da Fig. 4.5 nos mostra o procedimento de uma simulação.

O perfil de tensão $\bar{\mathbf{X}}$ pode ser assumido arbitrariamente ou ser baseado em um cálculo prévio de um fluxo de potência.

O vetor $\bar{\mathbf{Z}}$ é obtido através da soma da transformação não-linear $\bar{\mathbf{h}}(\mathbf{x})$ com os erros de observação $\bar{\mathbf{V}}$. Os erros $\bar{\mathbf{V}}$ são simulados por um gerador Gaussiano de números aleatórios.

Nos estudos de simulação, o vetor de estado estimado $\hat{\mathbf{X}}$ pode ser comparado com o vetor de estado real $\bar{\mathbf{X}}$. Assim, o erro de estimação $\bar{\mathbf{e}}_{\mathbf{x}}$ definido como

$$\bar{\mathbf{e}}_{\mathbf{x}} = \bar{\mathbf{X}} - \hat{\mathbf{X}} \quad (30)$$

pode ser calculado.

Repetindo a simulação "p" vezes com o mesmo valor de $\bar{\mathbf{X}}$, mas com diferentes erros $\bar{\mathbf{V}}$, uma amostra aleatória $\{\mathbf{e}_{\mathbf{x}}\}_p$ de tamanho p é obtida. Esta amostra pode ser usada para estimar a soma escalar média da estimação quadrática do erro, isto é, a

variância da amostra:

$$S_x = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p (\bar{e}_x)_i^T (\bar{e}_x)_i \quad (31)$$

O vetor residual \bar{r} , definido como

$$\bar{r} = \bar{z} - \hat{z} = \bar{z} - h(\hat{x}) \quad (32)$$

pode também ser usado para avaliar a performance do estimador. Repetindo-se a simulação "p" vezes, permite-se a estimação da soma escalar dos residuais quadráticos:

$$S_z = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p (\bar{r})_i^T (\bar{r})_i \quad (33)$$

O erro quadrático de estimação (31) ou o erro quadrático residual (33) deve ser calculado para cada iteração, através da notação $S_x^{(V)}$ e $S_z^{(V)}$, respectivamente.

4.7 - Aplicação "ON-LINE" da Estimação de Estado

4.7.1 - Introdução

A implantação do algoritmo de estimação de estado "on-line" nos centros de controle das concessionárias de energia elétrica vem sendo muito utilizada. Esta implantação deve começar a partir dos casos mais simples até atingir as mais completas aplicações.

Para isto, três estágios são sugeridos:

- 1º Estágio - Processamento de Dados e "Display"
 - detecção de dados errados
 - intervalo de leitura
- 2º Estágio - Dispositivos de Segurança
 - limites de sobrecarga
 - reprogramação
 - manobras
 - rejeição de carga
- 3º Estágio - Controle de Otimização
 - controle de carga-freqüência
 - despacho econômico de carga.

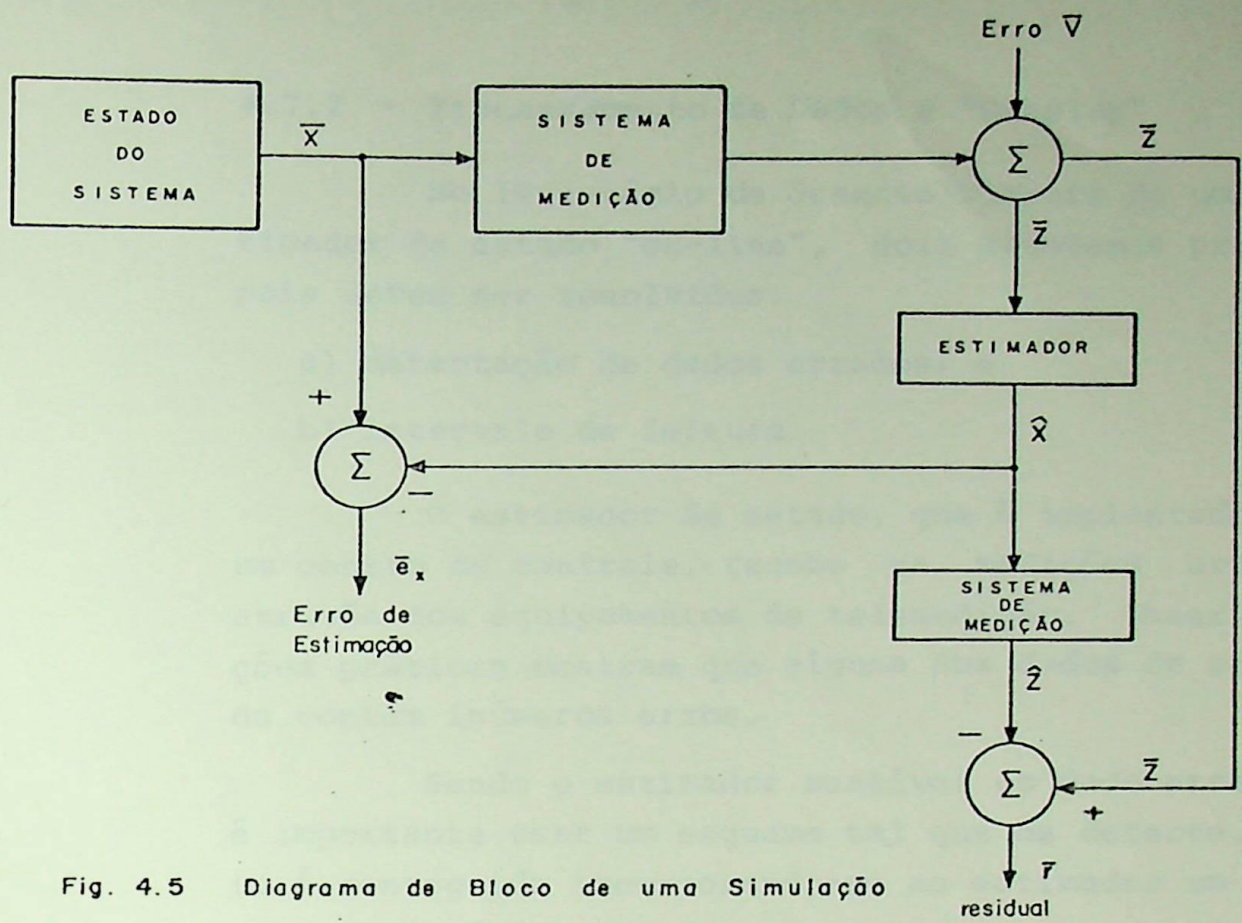


Fig. 4.5 Diagrama de Bloco de uma Simulação

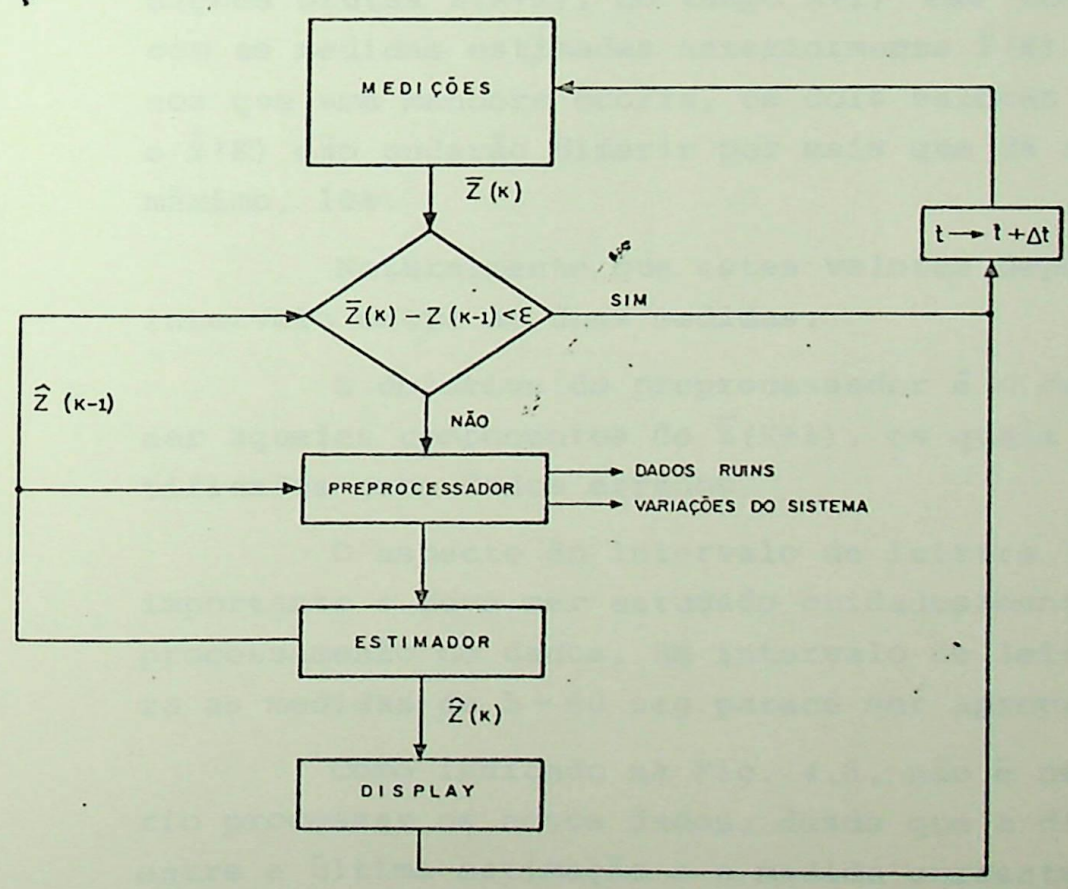


Fig. 4.6 Processamento de Dados e Display, Usando as Técnicas da Estimação de Estado

4.7.2 - Processamento de Dados e "Display"

No 1º estágio de desenvolvimento de um estimador de estado "on-line", dois problemas principais devem ser resolvidos:

- a) detecção de dados errados; e
- b) intervalo de leitura.

O estimador de estado, que é implantado em um centro de controle, recebe as medições brutas através dos equipamentos de telemedição. Observações práticas mostram que alguns dos dados de entrada contêm inúmeros erros.

Sendo o estimador sensível ao dado errado, é importante usar um esquema tal que os detecte. Isto é conseguido incorporando-se ao estimador um supressor de dados errados.

O dado de entrada é preprocessado antes de ser usado pelo estimador. No preprocessador, as medições brutas $\bar{Z}(K+1)$, no tempo $K+1$, são comparadas com as medidas estimadas anteriormente $\hat{Z}(K)$. A menos que uma manobra ocorra, os dois valores $\bar{Z}(K+1)$ e $\hat{Z}(K)$ não poderão diferir por mais que 3% até, no máximo, 10%.

Naturalmente que estes valores dependem do intervalo entre as duas medidas.

O objetivo do preprocessador é o de eliminar aqueles componentes de $\bar{Z}(K+1)$, os quais são identificados como dados errados.

O aspecto do intervalo de leitura é muito importante e deve ser estudado cuidadosamente. Para processamento de dados, um intervalo de leitura para as medidas de 5 - 60 seg parece ser apropriado.

Como indicado na Fig. 4.6, não é necessário processar os novos dados, desde que a diferença entre a última estimação e a medida corrente é menor que um predeterminado valor ϵ .

Sendo essa diferença bastante pequena, o

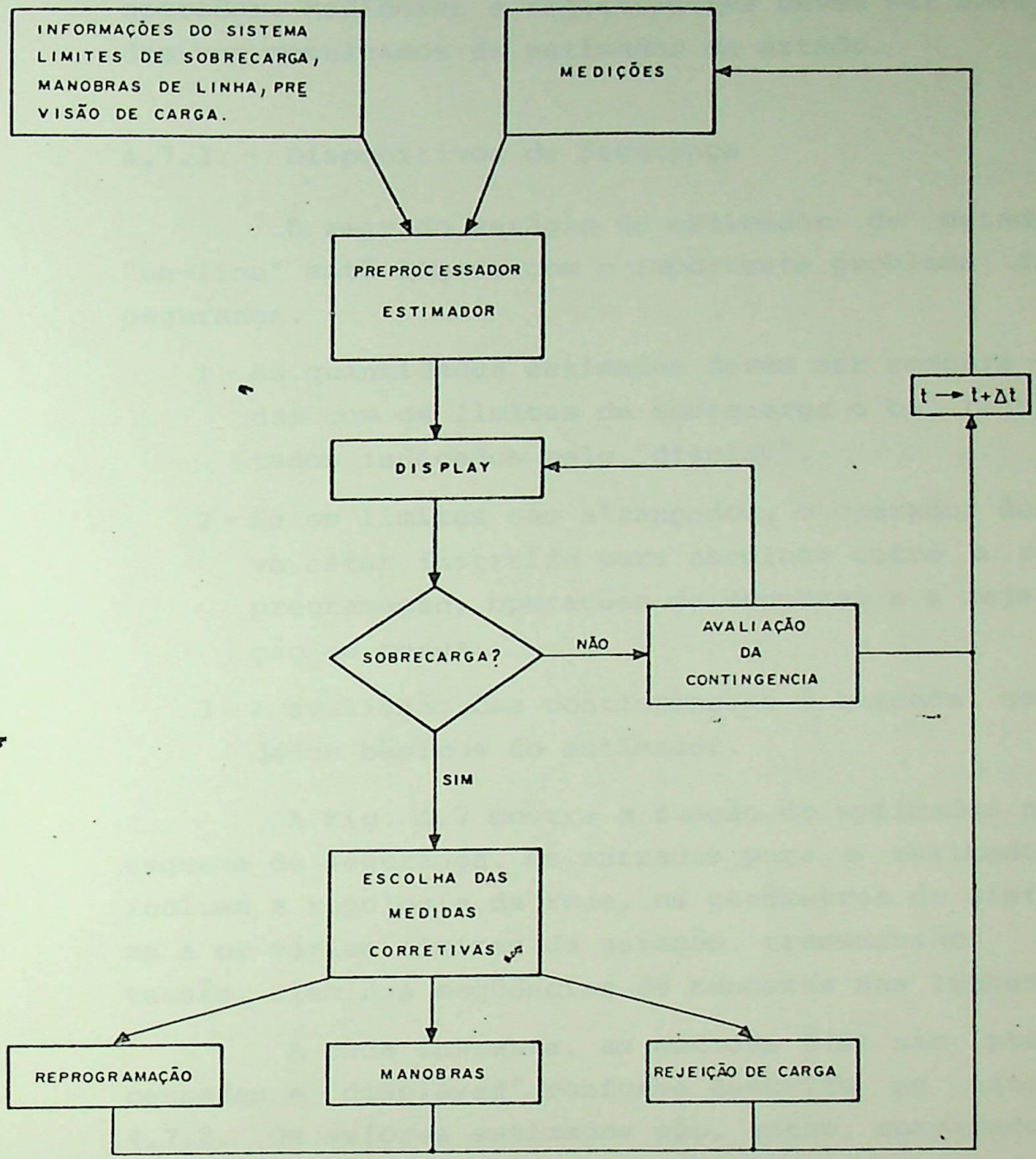


Fig. 4-7 Sistema de Segurança Atravez da Técnica de Estimação de Estado

contator de tempo K avança sem maiores problemas computacionais. Canais apropriados para "display" são necessários para transmitir os dados básicos até o operador. Medidores e registradores devem ser baseados nos resultados do estimador de estado.

4.7.3 - Dispositivos de Segurança

O segundo estágio do estimador de estado "on-line" está ligado com o importante problema da segurança.

- 1 - As quantidades estimadas devem ser comparadas com os limites de sobrecarga e os resultados indicados pelo "display".
- 2 - Se os limites são alcançados, o operador deve estar instruído para escolher entre a reprogramação, operações de manobras e a rejeição de carga.
- 3 - A avaliação das contingências é baseada nos dados básicos do estimador.

A Fig. 4.7 mostra a função do estimador no esquema de segurança. As entradas para o estimador incluem a topologia da rede, os parâmetros do sistema e os vários limites de geração, transmissão e tensão, além das seqüências de manobras nas linhas.

A cada instante, as medidas $\bar{Z}(K)$ são processadas e "displayed" conforme descrito no item 4.7.2. Os valores estimados são, então, comparados com os limites de sobrecarga. Se nenhum limite for violado, a saída do estimador pode ser usada para avaliação da contingência. Quando o limite é atingido, medidas corretivas ajudam o operador a escolher entre a reprogramação, a manobra de linhas e a rejeição de carga.

4.7.4 - Controle de Otimização

A teoria do controle de otimização está intimamente ligada aos seguintes problemas:

- 1 - despacho de emergência;
- 2 - previsão de carga a curto prazo;
- 3 - controle de carga-freqüência;
- 4 - despacho econômico; e
- 5 - comprometimento das instalações.

Os problemas 2, 3 e 4 podem ser resolvidos aplicando-se as técnicas da estimação de estado, enquanto que os problemas 1 e 5 são somente afetados indiretamente pela estimação de estado.

A previsão de carga ocupa um papel importante na segurança e na operação econômica de um sistema elétrico. As técnicas da estimação de estado têm sido usadas para desenvolver modelos de previsão de carga.

O controle de carga-freqüência (LFC) opera em conjunto com a estimação de estado. O objetivo principal do LFC é assegurar que para uma variação na carga não resulte um desequilíbrio de potência e conseqüentemente uma variação na freqüência. Estimação dos fluxos nas "tie-lines" e das potências gera das podem ser obtidas através do estimador de estado.

4.8 - Comentários Finais

Um estimador de estado é um algoritmo de processamento de dados capaz de transformar as medições e outras informações em um estado estimado do sistema. O estimador baseado no método dos mínimos quadrados minimiza uma soma ponderada de erros, entre os valores medidos e calculados das diversas variáveis de um sistema.

Conceitualmente, o algoritmo da estimação de estado está intimamente ligado ao cálculo de fluxo de potência. A principal diferença é que a estimação de estado leva em conta as incertezas do sistema pelo uso de medições redundantes.

Devido à natureza não-linear do problema, técnicas de aproximação são pesquisadas. Tendo em vista as aplicações "on-line", várias soluções são discutidas, começando pela do perfil "flat" de tensão, cuja solução do problema é obtida de 3 a 5 iterações.

O conceito das técnicas de estimação têm sido avaliado através do estudo de simulações "off-line". Tem sido verificado que o aumento da redundância efetivamente reduz as incertezas do sistema.

Os dados de entrada do estimador são os parâmetros da rede, as especificações dos erros de leitura \bar{V} , a configuração do sistema e as quantidades medidas \bar{Z} . Antes das medidas \bar{Z} serem processadas no estimador, elas passam pelo preprocessor, de modo a detectar os dados errados e as variações no sistema não reportadas.

Os dados de saída do estimador são as tensões complexas de todas as barras, os fluxos de potências ativa e reativa em todas as linhas e, possivelmente, as potências ativa e reativa injetadas em todos os nós.

V - APLICAÇÃO DA SUPERVISÃO E ANÁLISE AO SISTEMA ELÉTRICO DE BRASÍLIA

5.1 - Descrição do Sistema Supervisor da Companhia de Eletricidade de Brasília - CEB

5.1.1 - O Sistema Elétrico de Brasília

O sistema elétrico de Brasília é constituído de vários níveis de tensão. Linhas de transmissão em 138 kV e 33 kV partem das subestações de interligação com o sistema de suprimento externo e atendem às diversas subestações do sistema. O sistema elétrico possui duas subestações de grande porte, 138/33/13.8 kV, com capacidades finais de 120 MVA e 200 MVA, respectivamente, as quais formarão, com futuras subestações, o anel principal de abastecimento a Brasília. Subestações menores, 33/13.8 kV, com capacidades finais até 60 MVA, servem aos diversos setores do sistema elétrico de Brasília. A rede de distribuição em 13.8 kV, tanto aérea como subterrânea, partem das subestações abaixadoras 33/13.8kV e alimentam as subestações consumidoras 13.8 / 0.380 kV, cujas capacidades variam de 500 kVA a 2000 kVA.

O sistema de geração própria é constituído por duas usinas:

- Usina Hidroelétrica do Paranoá, com capacidade instalada de 27.0 MW; e
- Usina Termoelétrica de Brasília, com capacidade instalada de 22.0 MW.

A primeira, usina típica de ponta, opera sempre que as condições hidrológicas permitem. Ela tem sido responsável pela geração de 16% da energia consumida. A segunda está atualmente fora de operação, seguindo recomendação do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada).

A partir de 1970, mais notadamente nos últimos dois anos, a CEB tem desenvolvido um intenso

ritmo de crescimento, para satisfazer tanto ao aumento de consumo e demanda como à necessidade de se prestar um serviço cada vez melhor de distribuição de energia elétrica ao Distrito Federal.

Para se ter idéia de tal crescimento, observemos o gráfico da Fig. 5.1.

Notamos que houve um aumento médio de 16,9% ao ano na demanda e de 18,7% ao ano no consumo.

Em 1975, a demanda chegou a 166 MW, com um consumo de 2.310 MWh diários, supridos pelas fontes acima citadas e pelo suprimento externo, que é feito por FURNAS - Centrais Elétricas S.A.

Impunha-se, daí, uma reavaliação dos métodos de operação, bem como de aquisição de informações que possibilitassem à CEB uma operação mais econômica e confiável.

Tal reavaliação resultou na necessidade de se centralizar todo o controle da rede por meio de um Sistema Supervisor.

Cumpriu-se, então, para se aquilatar da eficiência bem como da composição de um Sistema Supervisor, um programa de visitas a centros de operação de rede e a fabricantes de equipamentos de supervisão na Europa e nos Estados Unidos da América.

Isso feito, partiu-se para a concepção de um Sistema Supervisor que atendesse às necessidades específicas da CEB.

5.1.2 - Concepção e Aquisição

A CEB, assessorada pela firma TRIEL-Engenharia Elétrica Especializada Ltda., iniciou a concepção de um Sistema Supervisor básico, partindo de suas necessidades específicas no que dizia respeito aos pontos a serem telesupervisionados, telemedidos e telecomandados, e ao modo como essas diversas funções e informações deveriam ser processadas.

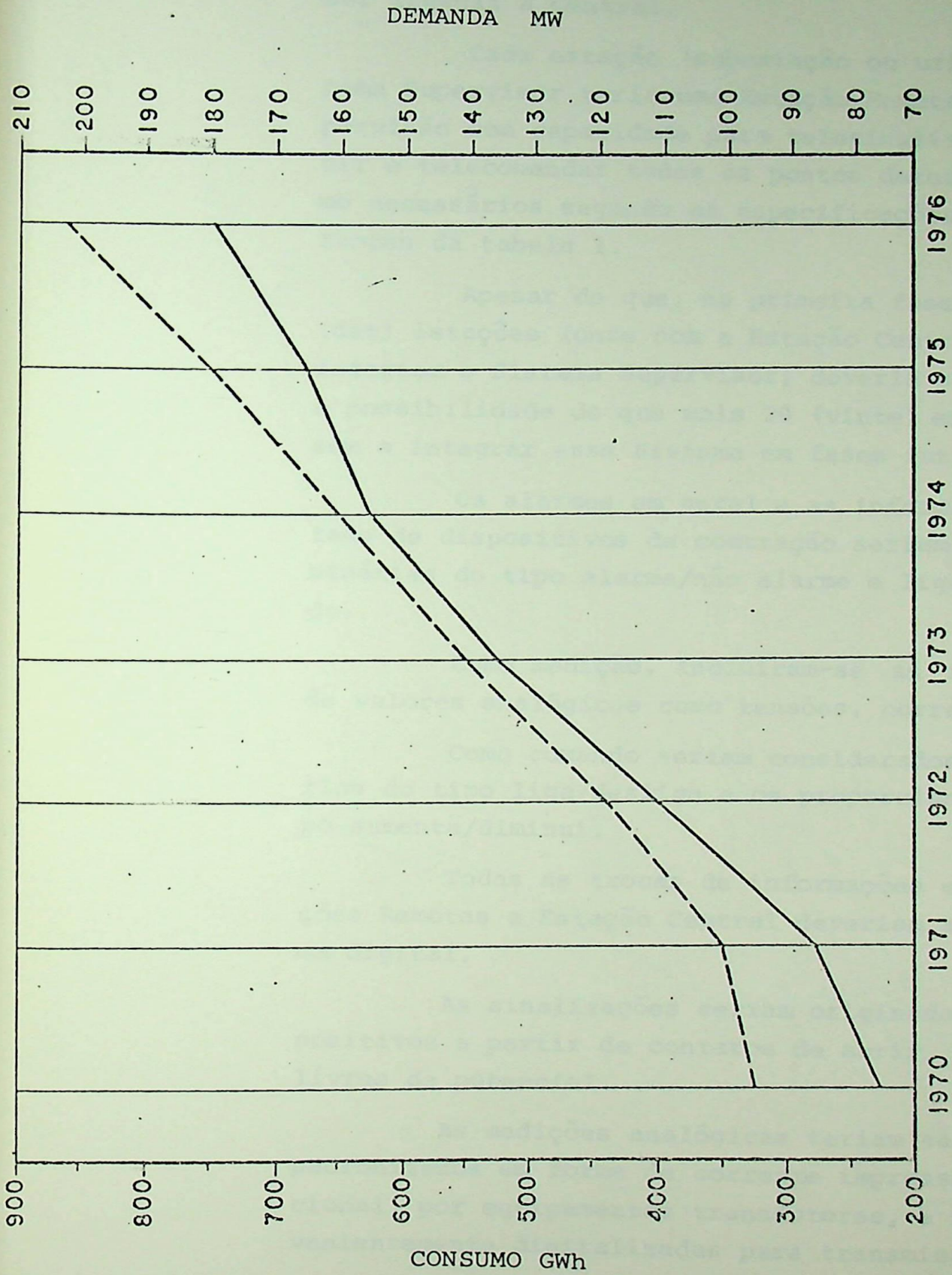


FIG. 5.1.1 - Consumo e Demanda do Sistema Elétrico de Brasília

Como pode ser apreciado no "lay-out" básico do Sistema, Fig. 5.2, 10 (dez) estações deveriam ser ligadas à Central.

Cada estação (subestação ou usina) do Sistema Supervisor teria uma Estação Remota de telesupervisão com capacidade para telesinalizar, telemedidir e telecomandar todos os pontos determinados como necessários segundo as especificações básicas constantes da tabela 1.

Apesar de que, na primeira fase, somente 10 (dez) estações (onze com a Estação Central) deveriam integrar o Sistema Supervisor, deveria ser prevista a possibilidade de que mais 20 (vinte) estações viessem a integrar esse Sistema em fases futuras.

Os alarmes em geral e as informações de estado de dispositivos de comutação seriam informações binárias do tipo alarme/não alarme e ligado/desligado.

Como medição, incluíram-se as informações de valores analógicos como tensões, correntes etc.

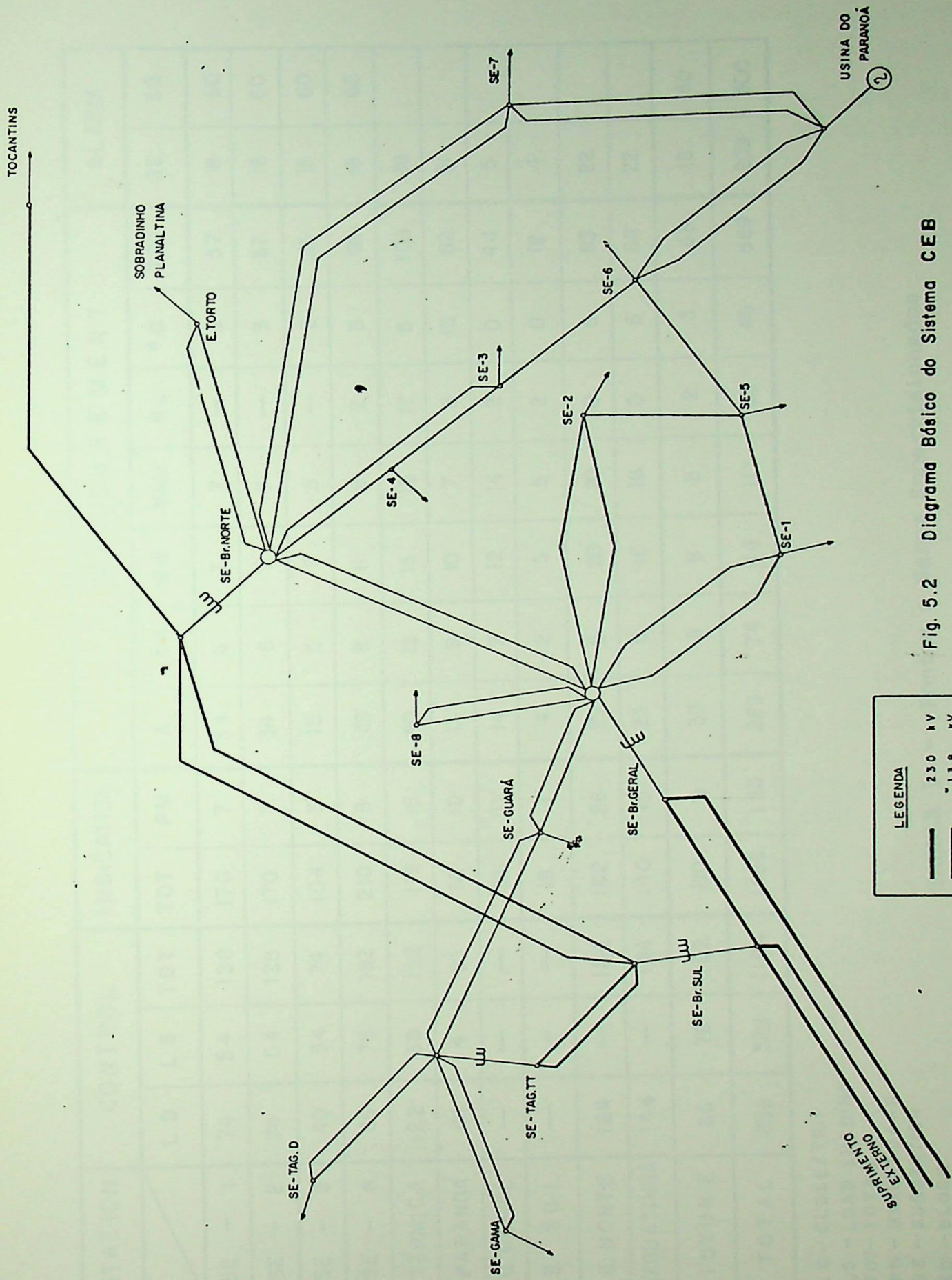
Como comando seriam considerados os binários do tipo liga/desliga e os proporcionais do tipo aumenta/diminui.

Todas as trocas de informações entre Estações Remotas e Estação Central deveriam ser na forma digital.

As sinalizações seriam originadas pelos dispositivos a partir de contatos de abrir ou fechar livres de potencial.

As medições analógicas teriam seus valores padronizados em forma de corrente impressa proporcional, por equipamentos transdutores, e seriam convenientemente digitalizadas para transmissão.

Os comandos binários seriam recebidos nessa forma e enviados aos dispositivos através de relês de interposição.



LEGENDA




	230	kV
	138	kV
	33	kV

Fig. 5.2 Diagrama Básico do Sistema CEB

STATION	CONTROL			INDICATION		MEASUREMENT								ALARM	
	LD	LS	TOT	TOT	PM	A	KV	MW	MVAR	Hz	°C	TOT	SE	SQ	
SE - 1	74	54	128	170	7	34	6	7	7	—	3	57	18	60	
SE - 2	74	54	128	170	7	34	6	7	7	—	3	57	18	60	
SE - 5	40	34	74	104	5	18	5	5	5	—	2	35	15	60	
SE - 6	86	76	162	210	8	39	8	8	8	2	3	68	18	60	
TÉRMICA	122	30	152	116	16	40	15	16	16	17	5	109	38		
PARANOÁ	46	4	50	68	10	13	9	10	7	8	15	62	31		
B. GERAL	—	—	—	98	11	14	2	12	14	2	0	44	5		
B. SUL	—	—	—	18	7	4	2	5	5	2	0	18	4		
B. NORTE	184	—	184	182	26	29	8	20	20	0	6	83	22		
TAGUATINGA	144	—	144	140	15	25	5	16	16	0	6	68	22		
FUTURE	86	76	162	210	8	39	8	8	8	2	3	68	18	60	
TOTAL	856	328	1184	1486	120	289	74	114	113	33	46	669	209	300	

LD - CLOSE/TRIP
LS - LOAD SHEDING
TOT - TOTAL
PM - MIMIC BOARD
SE - SUBSTATION
SQ - BLOCK

TABELA 1 - Pontos a Serem Supervisionados

Os comandos proporcionais seriam recebidos na forma digital e devidamente convertidos à forma analógica para serem enviados aos dispositivos.

Todos os equipamentos de uma Estação Remota deveriam ser alimentados a partir de um sistema de suprimento ininterrupto de força.

A Estação Central deveria conter todos os equipamentos necessários para que funcionasse como o centro de todo o sistema nervoso em que se constituía o Sistema Supervisor, ou sejam:

- Computador
- Periféricos (memória externa, teleimpressoras etc.) com respectivas interfaces
- Painel mímico
- Painel de alarmes
- CRT displays
- Painéis de instrumentos (registradores)
- Mesas de comando normal e de emergência
- Equipamento central de telesupervisão.

A situação ou estado da rede seria visualizada pelos operadores, de uma forma total, no Painel Mímico, que seria composto do diagrama geral da rede, contendo todos os dispositivos de comutação em cada subestação, devidamente sinalizados quanto ao estado por lâmpadas indicadoras, permanentemente atualizado.

As condições particulares de cada subestação seriam visualizadas em diagramas unifilares de talhados em telas de CRT, quando devidamente selecionados pelo operador.

Quando fosse requisitado, ou segundo o programa, ou, ainda, automaticamente em caso de anormalidade, teleimpressoras imprimiriam "log sheets" de valores e/ou eventos na rede.

O computador, devidamente programado, estaria constantemente executando rotinas de prospecção da rede via equipamentos de telesupervisão, decidindo sobre a normalidade da situação em relação a estados e valores predeterminados.

Em condições normais, todos os comandos originados pelos operadores seriam verificados pelo computador e só após esta verificação é que o computador os endereçaria às estações supervisionadas selecionadas.

Os operadores teriam à sua disposição além da mesa de comando normal, cujos comandos seriam feitos via computador, uma mesa de comando de emergência, cujos comandos passariam diretamente às estações via equipamento central de telesupervisão, em caso de anormalidade com o computador.

Para a troca de informações de voz, deveria haver um sistema de telefonia de alta confiabilidade que possibilitasse aos operadores instantâneo acesso às Estações Remotas.

Como meio de comunicação para transmissão de dados e vez deveria haver uma rede de comunicações de alta qualidade e confiabilidade que ligasse a Estação Central a cada Estação integrante do Sistema Supervisor.

Tal sistema poderia ser misto, com cabos para as ligações às estações dentro do Plano Piloto de Brasília e com rádio para as estações externas ao Plano Piloto (Fig. 5.3).

Obviamente, todos esses equipamentos da Estação Central deveriam ser alimentados por um sistema de força também ininterrupto e que possibilitasse a operação normal da Estação Central por um período mínimo de duas horas após a interrupção do fornecimento de energia.

Baseada nos princípios aqui apenas sumariamente expostos, a CEB, assessorada pela TRIEL, elaborou um conjunto de especificações do Sistema e

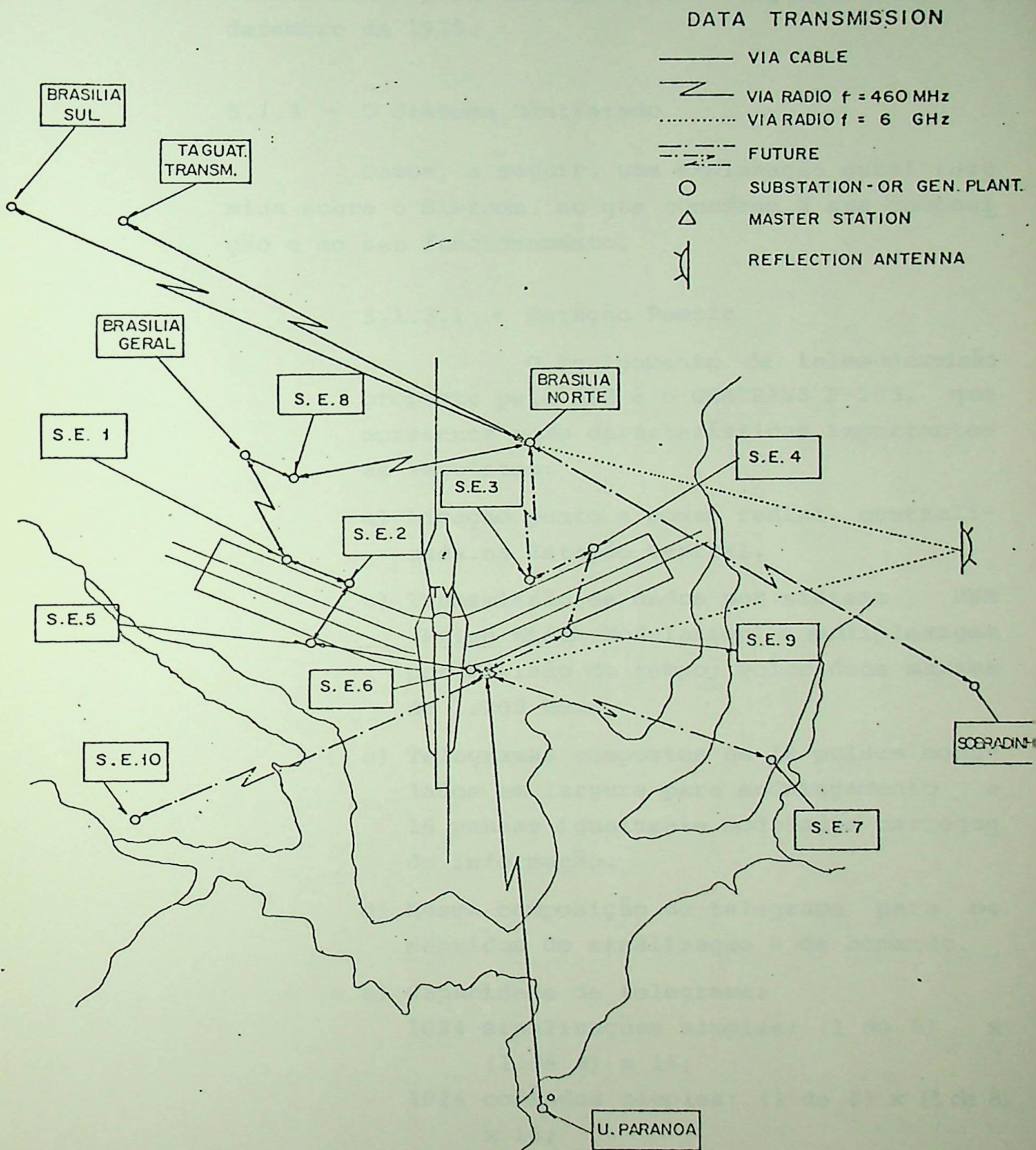


FIG. 5.3 - Lay-Out Básico do Sistema Supervisor

compôs o Edital de Concorrência para fornecimento nº 013/72.

A firma vencedora da concorrência foi a Allgemeine Elektrizitäts-Gesellschaft - AEG Telefunken, com a qual a CEB assinou, a 13.11.73, contrato de fornecimento para entrega total do equipamento até dezembro de 1975.

5.1.3 - O Sistema Contratado

Damos, a seguir, uma explanação geral resumida sobre o Sistema, no que concerne à sua composição e ao seu funcionamento.

5.1.3.1 - Estação Remota

O equipamento de telesupervisão proposto pela AEG é o GEATRANS F-203, que apresenta como características importantes as seguintes:

- a) Ligação ponto a ponto radial, centralizada na Estação Central.
- b) Transmissão de dados por sistema PWM (Pulse Width Modulation) e multiplexagem por divisão de tempo; velocidade máxima de 1.200 Baud.
- c) Telegramas compostos de 16 pulsos modulados em largura para endereçamento e 16 pausas igualmente moduladas carregando informação.
- d) Mesma composição de telegrama para os sentidos de sinalização e de comando.
- e) Capacidade de telegrama:
 - 1024 sinalizações simples: (1 de 8) x (1 de 8) x 16;
 - 1024 comandos simples: (1 de 8) x (1 de 8) x 16;
 - 60 medições analógicas: 2 x (1 de 3) x (1 de 5) x 2.

- f) Proteção do telegrama com pulso de paridade, por verificação de duração de cada pulso e por contagem de pulsos.
- g) Sistema modular em "shelves" com cartões impressos "plug in" padronizados, todos cambiáveis pela parte frontal do equipamento.
- h) Unidades intercambiáveis entre Estação Central e Estações Remotas.
- i) Pode funcionar acoplado a computador com interface apropriada, ou independentemente.

A ligação ponto a ponto, aliada à alta velocidade de transmissão, permite tempos de "cycling" de supervisão bastante pequenos.

A capacidade de endereçamento é alta, satisfazendo plenamente as necessidades atuais e futuras do Sistema da CEB.

Devido à concepção geral, à medida que surjam as necessidades a expansão se faz por simples adição de cartões impressos "plug in".

Outra vantagem dessa concepção é a facilidade de manutenção com um estoque mínimo de unidades de reserva.

O fato de poder funcionar acoplado ou não a computador torna o Geatrans F-203 bastante versátil no que concerne à operação do Sistema em caso de falha no computador.

Teremos, no Sistema atual, 11 (onze) estações de Geatrans remotas (1 gabinete por subestação + 1 para subestação futura).

Em cada estação remota o Geatrans se conecta aos seguintes dispositivos e equipamentos:

- 1) Equipamento Multiplex para conexão à Central via rádio ou via cabo.
- 2) Relés de interposição para atuação nos

dispositivos da rede, quando da chegada de um comando da Central.

- 3) Contactos duplos inversores, livres de potencial, de dispositivos de comutação, para sinalização de "estados" à Central.
- 4) Contactos simples livres de potencial, de dispositivos geradores de alarmes a serem enviados à Central.
- 5) Contactos simples livres de potencial, geradores de passos a serem enviados à Central para contagem.
- 6) Equipamentos transdutores, para envio à Central de medição de valores analógicos (correntes, tensões, frequências, potências ativas, potências reativas, cosseno phi, temperaturas etc.).

Um diagrama sumário de uma remota típica, bem como a composição do telegrama, podem ser apreciados na Fig. 5.4.

As mudanças de "estado" ou o aparecimento de alarmes ou de pulsos de contagem, provocam no Geatrans a emissão espontânea de um telegrama à Central comunicando o(s) evento(s) devidamente encerrado(s) quanto à origem.

O pulso de início do telegrama, o trem de pulsos e pausas do endereço e informação, o pulso de paridade e o pulso de final do telegrama são gerados pelo Geatrans e nele já modulam em frequência uma portadora de telegrafia em corrente alternada. Esta portadora, em frequência de voz, já modulada, é o sinal que o Geatrans entrega ao equipamento multiplex por divisão de frequência para transmissão à Central por cabo ou por rádio.

A transmissão de valores analógicos é feita quando solicitado pela Central segundo programa ou individualmente à demanda da operação.

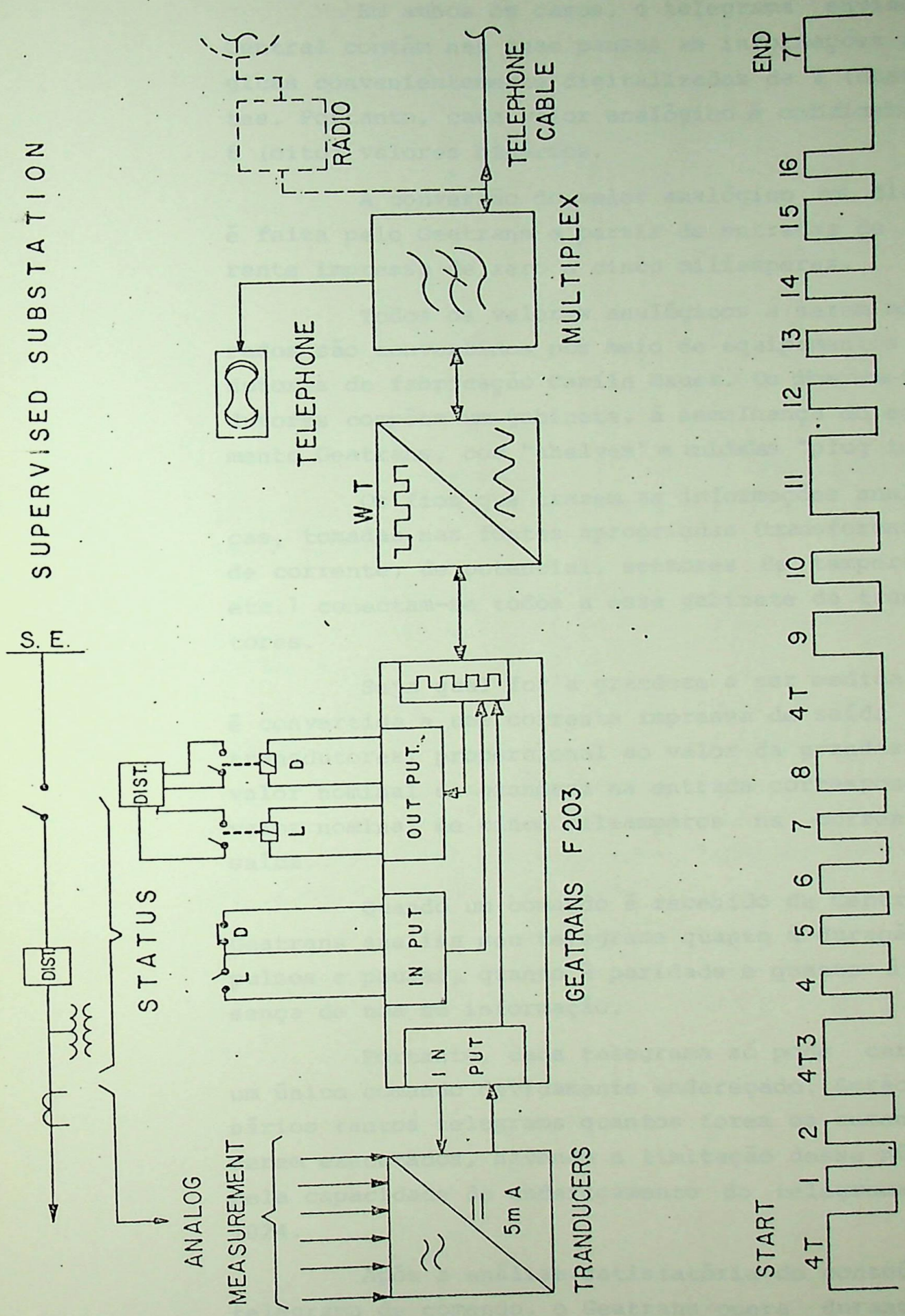


FIG. 5.4 - Transmissão do Telegrama

Em ambos os casos, o telegrama enviado à Central contém nas suas pausas as informações analógicas convenientemente digitalizadas de 2 (duas) fontes. Portanto, cada valor analógico é codificado com 8 (oito) valores binários.

A conversão do valor analógico em digital é feita pelo Geatrans a partir de entradas de corrente impressa de zero a cinco miliamperes.

Todos os valores analógicos a serem monitorados são convertidos por meio de equipamentos transdutores de fabricação Camile Bauer. Os diversos transdutores compõem um gabinete, à semelhança do equipamento Geatrans, com "shelves" e unidades "plug in".

Os fios que trazem as informações analógicas, tomadas nas fontes apropriadas (transformadores de corrente, de potencial, sensores de temperatura etc.) conectam-se todos a esse gabinete de transdutores.

Seja qual for a grandeza a ser medida, ela é convertida a uma corrente impressa de saída dos transdutores, proporcional ao valor da grandeza. O valor nominal da grandeza na entrada corresponde ao valor nominal de cinco miliamperes na corrente de saída.

Quando um comando é recebido da Central, o Geatrans analisa seu telegrama quanto à duração de pulsos e pausas, quanto à paridade e quanto à presença de uma só informação.

Portanto, cada telegrama só pode carregar um único comando devidamente endereçado. Serão necessários tantos telegrams quantos forem os comandos a serem executados, havendo a limitação desse número, pela capacidade de endereçamento do telegrama, em 1024.

Após a análise satisfatória do conteúdo do telegrama de comando, o Geatrans opera durante um tempo determinado e pre-ajustado um relê de interposição cujos contatos operarão por sua vez o dispositivo

selecionado.

O equipamento multiplex por divisão de frequência ocupa a faixa de 6 kHz a 108 kHz.

A cada remota corresponderão 3 (três) canais de voz, cada um com largura de faixa de 300 a 3.400 Hz, assim distribuídos:

- um canal a dois fios para telefonia;
- um canal a quatro fios para transmissão de dados à velocidade de 1.200 Baud;
- um canal a quatro fios como reserva, para futuro uso da CEB.

Nas subestações 1, 2, 5 e 6 o multiplex se liga à Central por meio de cabo de 150 Ohms com blindagem magnética.

Nas subestações Brasília Sul, SE-8, Taguatinga Transmissão, Brasília Norte e na usina do Paranoá, a ligação é por rádio.

Na SE Brasília Geral a ligação é feita através de cabo até a SE-8 e daí por rádio à Central.

Cada estação de rádio liga-se diretamente à Central sem repetidora, pelo fato de as distâncias envolvidas serem pequenas, aumentando-se, desse modo, a confiabilidade da rede.

Para alimentação dos diversos equipamentos de telesupervisão de uma Estação Remota há um sistema de força ininterrupto constituído do seguinte modo:

- 1) bateria 60 VDC de capacidade de 14Ah para descarga em duas horas, com o respectivo retificador-carregador. Esta bateria alimentará o Geatrans, o Multiplex e o Rádio;
- 2) inversor de 125 VDC para 220 VAC-60 Hz - monofásico - 1 kVA, para alimentação dos equipamentos transdutores. Os 125 VDC são tomadas da bateria já existente na

subestação. Uma chave de transferência estática com semicondutores conecta os transdutores normalmente ao inversor que é sincronizado pela força de 220 VCA auxiliar da subestação. Caso haja interrupção (por falha ou manutenção) no funcionamento do inversor, a chave estática transfere a alimentação dos transdutores para a força auxiliar da subestação em microsegundos, sem que haja perturbação naquela alimentação.

5.1.3.2 - Estação Central

Observemos o diagrama da Fig. 5.5 para o funcionamento da Central.

O equipamento Multiplex é composto de 2 (dois) sistemas: um de 24 canais e outro de 12. O sistema de 24 canais conecta-se ao rádio para comunicação com as Remotas de Brasília Sul, Taguatinga Transmissão, Brasília Geral, Brasília Norte, SE-8 e Paranoá. O sistema Multiplex de 12 canais conecta-se ao cabo ligando as Remotas das Subestações 1, 2, 5 e 6.

Para o lado de dentro da Central o equipamento Multiplex se conecta aos painéis de comutação telefônica na mesa dos operadores, para comunicação em voz entre a Central e as Remotas, e aos equipamentos de telesupervisão.

Estes equipamentos de telesupervisão, embora sejam compostos de equipamentos Geatrans, não são idênticos aos das Remotas.

Na Central, além do Geatrans, o equipamento de telesupervisão contém unidades

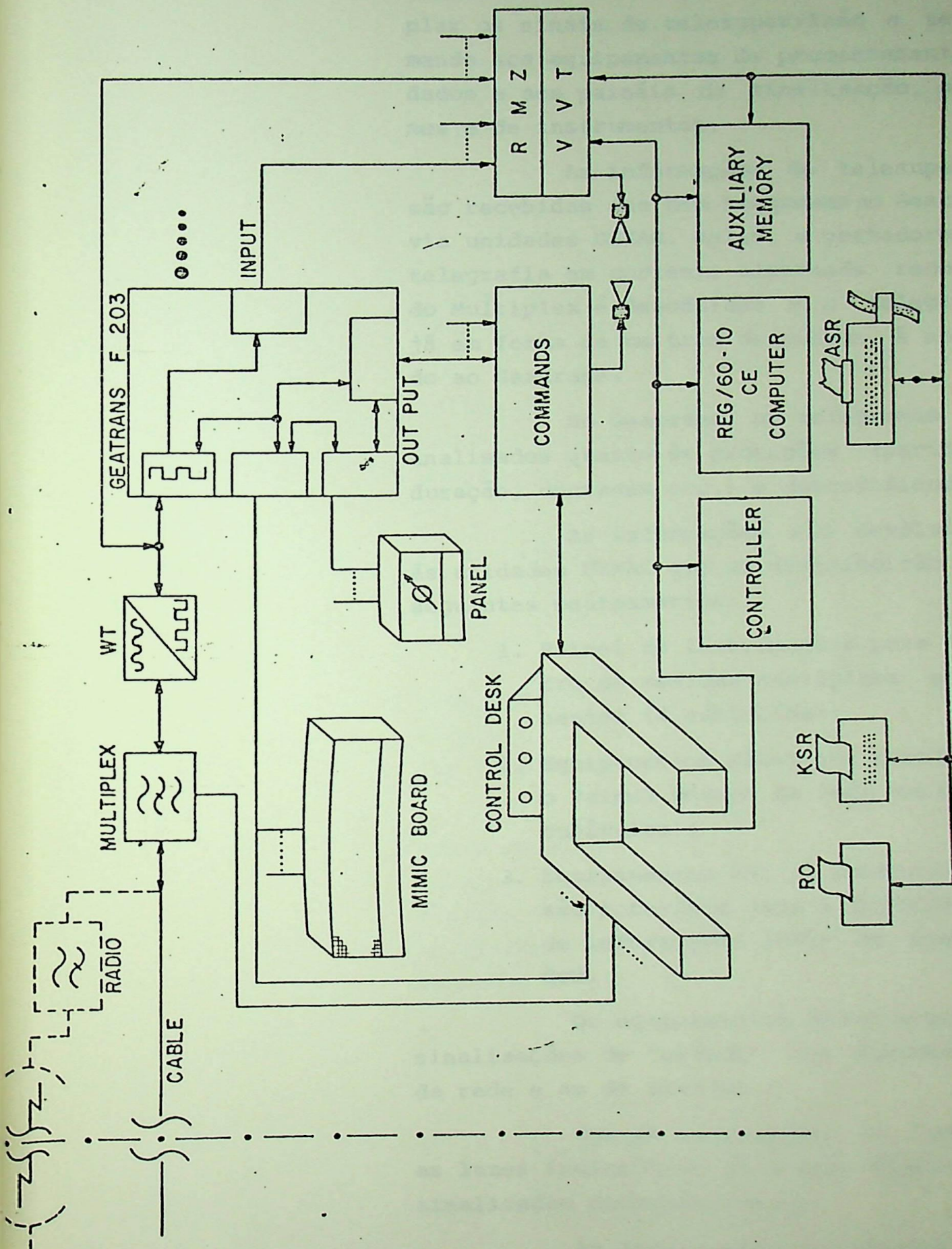


FIG. 5.5 - Estação Central

denominadas UEMAG, que têm por função acoplar os sinais de telesupervisão e telecomando aos equipamentos de processamento de dados e aos painéis de sinalização, alarmes e de instrumentos.

As informações de telesupervisão recebidas das Remotas passam ao Geatrans via unidades UEMAG. Nelas, a portadora de telegrafia em corrente alternada recebida do Multiplex é demodulada e o telegrama, já em forma de um trem de pulsos, é enviado ao Geatrans.

No Geatrans, os telegramas são analisados quanto às proteções (paridade, duração, contagem etc.) e descodificados.

As informações são devolvidas às unidades UEMAG que as distribuirão aos seguintes equipamentos:

1. Painel de Instrumentos para registro de medidas analógicas permanentes (4 cubículos);
2. Equipamentos MAZ-B que constituem o Painel Mímico da rede geral (6 cubículos);
3. Equipamentos RMZ (1 cubículo) que são interface para o distribuidor de informações (VVT) do computador.

Os equipamentos MAZ-B recebem as sinalizações de "estado" dos dispositivos da rede e as de alarmes.

Com as informações de "estado" as luzes indicadoras do Painel Mímico são atualizadas permanentemente.

As informações de alarmes são distribuídas ao Painel de Alarmes na mesa de operação quando se tratarem de alarmes

internos nas subestações.

Quando os alarmes forem de falta de energia nas quadras do Plano Piloto de Brasília, os mesmos serão sinalizados no próprio Painel Mímico.

Não há dispositivo de comando no Painel Mímico.

Os equipamentos RMZ passam para o computador as informações de medidas analógicas na rede, e informações digitais.

Algumas medidas analógicas são feitas de modo cíclico para toda a rede, sendo a varredura comandada por rotina de computador.

A rotina prevê ainda que de hora em hora seja feita uma varredura de todos os valores da rede quando, então, eles serão protocolizados por teleimpressoras.

Sempre que o operador desejar, pode ordenar a impressão ou apresentação em displays visuais dos grupos de valores que lhe interessem.

O computador analisa constantemente os valores medidos em relação a tolerâncias predeterminadas. Quando tais tolerâncias forem excedidas, o computador aciona o alarme e ordena a protocolização dos equipamentos em questão.

Haverá duas formas de protocolo a saber:

a) Protocolo de serviços

Todas as mudanças de "estado", comandadas ou não, todas as ultrapassagens de tolerâncias por parte dos valores analógicos, ou, em suma, todos os eventos que alterem o "estado" da rede, são cronologicamente

impressos, por uma das duas teleimpressoras de operação, como protocolo de serviço.

b) Protocolo de medidas

Os resultados das medições analógicas programadas ou solicitadas pela operação são impressas, pela outra impressora, como protocolo de medidas.

Existe uma sala exclusivamente para a operação que contém o Painel Mímico, os Painéis de Instrumentos, as duas teleimpressoras de operação e a mesa de operação.

O Painel Mímico, com dimensões aproximadas de 2,0 m de altura por 5,4 m de comprimento e de formato curvo, é composto de 6 cubículos cujos painéis frontais são formados por mosaicos de pastilhas com dimensões 1,5 x 1,5 cm.

Tais pastilhas podem carregar símbolos e lâmpadas, e sendo devidamente agrupadas compõem a cores, em toda a extensão do Painel Mímico, o diagrama geral unifilar da rede elétrica de Brasília.

Em primeira fase, teremos neste painel a indicação de "estado" de 120 (cento e vinte) dispositivos (disjuntores e chaves) da rede.

A indicação de "ligado" é feita por lâmpada acesa, e de "desligado" por lâmpada apagada, e a de indicação errônea por lâmpada vermelha. A luminosidade das lâmpadas pode ser controlada a partir da mesa de operação.

Ainda no Painel Mímico são anunciados os alarmes de falta de energia nas quadras do Plano Piloto de Brasília, alimentadas pelas subestações 1, 2, 5 e 6. Há

60 (sessenta) destes alarmes para cada uma das citadas subestações.

Todas as indicações no Painel Mímico são constantemente atualizadas devido ao fato de que qualquer alteração de "estado" nas subestações provoca emissão espontânea de telegrama informativo à Central.

O Painel de Instrumentos, com dimensões aproximadas de 2,0 m de altura por 3,6 m de comprimento, é composto por 4 cubículos e contém os seguintes instrumentos:

1. um registrador de frequência com 3 canais;
2. dois registradores de tensão com 6 canais cada;
3. dois relógios digitais de 6 dígitos cada, sendo um de oscilador de quartzo com precisão de 10^{-6} e outro trabalhando com a frequência da rede.

Registros de medidas de tensão e frequência são feitos pelos instrumentos em baixa velocidade em condições normais.

Em caso de alarmes por ultrapassagem dos valores limites, automaticamente a velocidade de registro é aumentada.

As duas teleimpressoras da sala de operação servem para correspondência com o computador de um modo geral e para imprimir os protocolos de serviço e de medidas.

Uma delas é do tipo KSR 35 que recebe e transmite e a outra é do tipo RO 35 que somente recebe.

O operador tem à sua disposição na mesa de operação as seguintes facilidades:

1. dois painéis de comutação telefônica.

2. quatro telefones.
3. dois displays com tubos de raios catódicos a sete cores.
4. um teclado de funções duplas dos displays.
5. um teclado de funções para comandos de emergência.
6. um painel anunciador de alarmes nas subestações.

Com os painéis telefônicos e telefones os operadores podem entrar em contato imediato de voz com as Remotas selecionadas e/ou comunicar-se normalmente com outros locais via rede telefônica interna ou externa.

Cada canal de acesso direto à Remota é ligado a um canal de voz do equipamento Multiplex da Central.

Os dois displays são a cores e são controlados por um cursor comum e por um teclado de funções duplicado por meio dos quais, em condições normais (computador em serviço) os operadores podem cumprir as seguintes funções (Fig. 5.6.a e 5.6.b):

1. selecionar subestações;
2. requisitar apresentação nos displays de diagramas unifilares de subestações;
3. solicitar leituras;
4. executar comandos de dispositivos selecionados através do cursor;
5. impedir comandos a dispositivos selecionados pelo cursor;
6. pedir informações de fatores de carga;

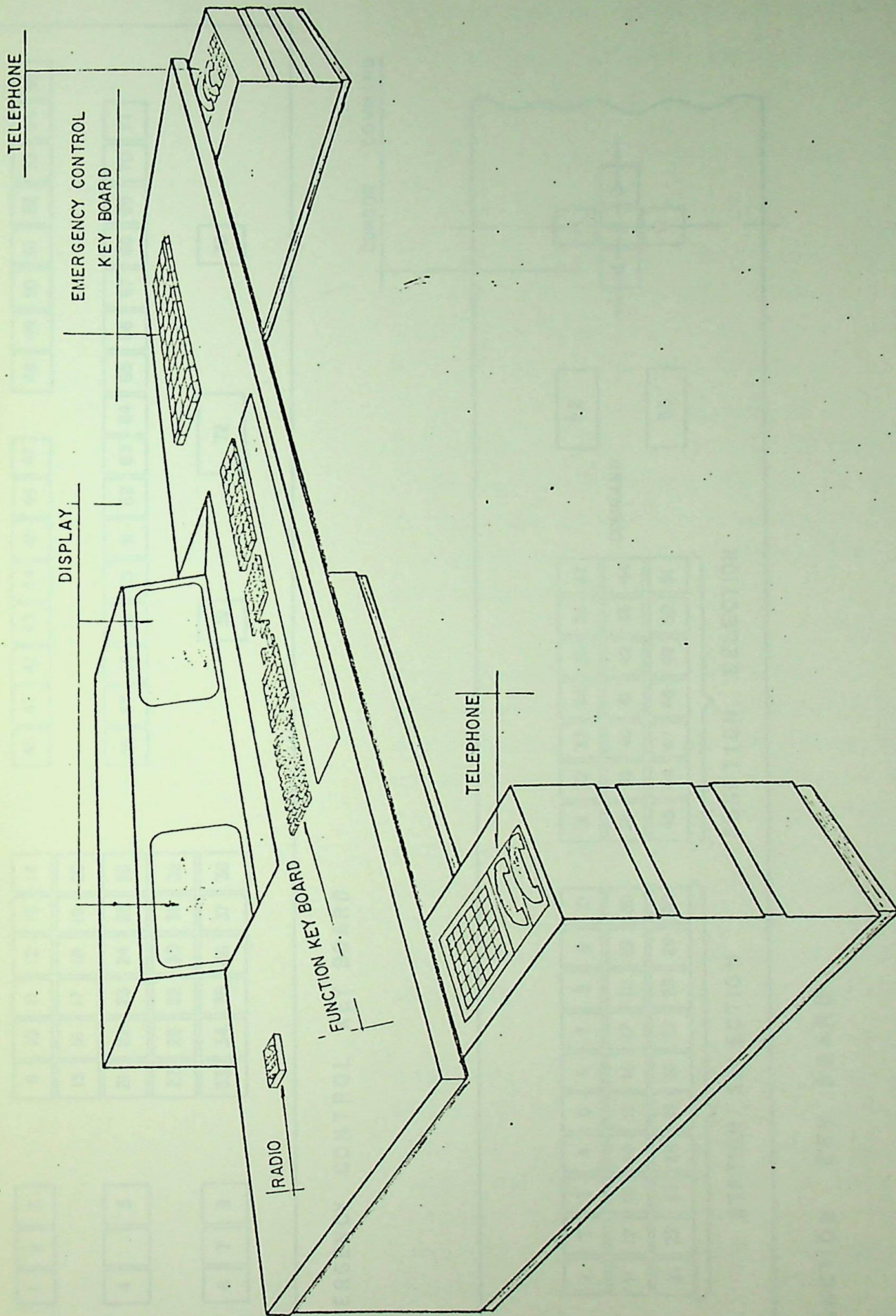
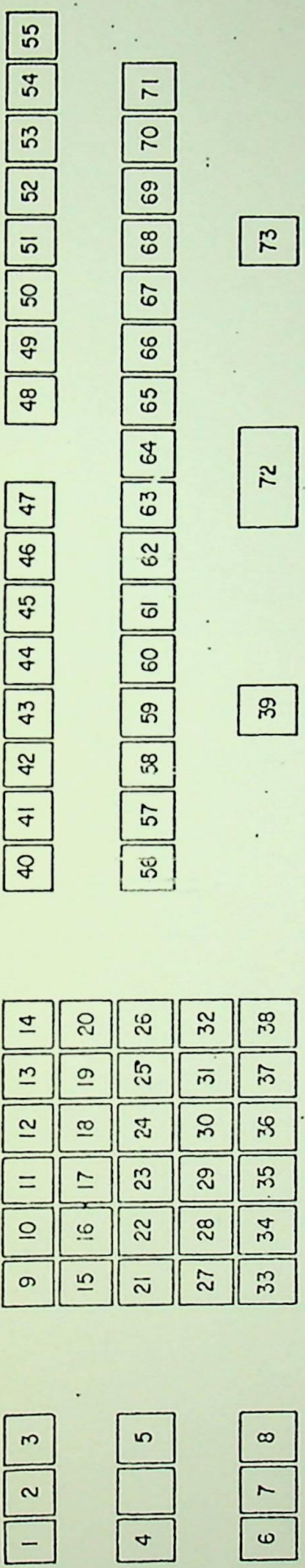
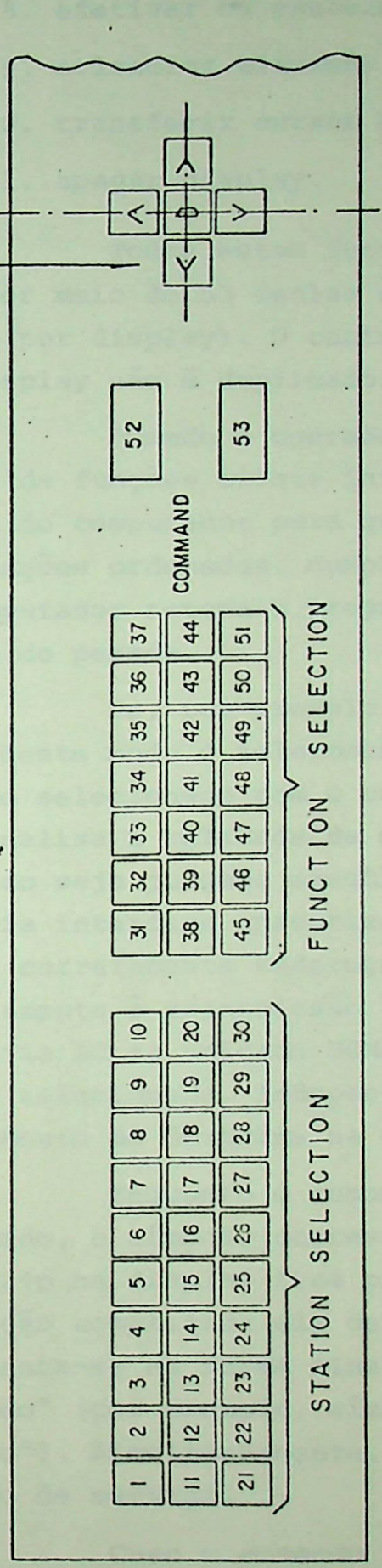


FIG. 5.6.a - Mesa de Controle



EMERGENCY CONTROL KEY BOARD



FUNCTION KEY BOARD

FIG. 5.6.b - Teclado da Mesa de Controle

7. ordenar entrada ou saída de dados;
8. efetivar ou cancelar comandos;
9. silenciar alarmes;
10. transferir cursor entre displays;
11. apagar display.

Todas estas funções são executadas por meio de 53 teclas duplicadas (1 conjunto por display). O controle do cursor no display não é duplicado.

Quando o operador atua neste teclado de funções existe interrupção no programa do computador para que este execute as funções ordenadas. Cumprida a execução, o computador retoma o programa a partir do ponto de parada.

Se, por exemplo, o operador ordena deste modo o telecomando de um dispositivo selecionado com o cursor, o computador analisa a validade da ordem e caso o comando seja julgado executável, ele libera, via interface apropriada (FSI) um telegrama corretamente endereçado, que passa diretamente à transmissão (modulado em telegrafia AC na unidade UEMAG) para a subestação selecionada, independentemente do conhecimento do Geatrans na Central.

Enquanto o comando está sendo efetuado, o símbolo correspondente ao dispositivo no display fica piscando. Após a execução completada ele deixa de piscar e apresenta-se na forma sinalizadora do novo "estado" (por exemplo, símbolo "cheio" ou "vazio"). Simultaneamente, é impresso protocolo de serviço.

Caso o comando não seja executável (por exemplo, de um dispositivo anteriormente impedido), o computador não libera

o telegrama e acusa a inexecuibilidade no protocolo de serviço.

Os displays podem apresentar também, à demanda, protocolos idênticos aos das teleimpressoras de serviço.

Os diagramas unifilares nos displays são compostos em 6 (seis) cores em função das tensões nos circuitos e uma sétima cor para designação da subestação.

O teclado de funções para comando de emergência é composto de 72 (setenta e duas) teclas e uma chave comutadora de duas posições.

Com as primeiras oito teclas podem ser cumpridas as funções de: confirmação de sinalização e alarme, silenciamento de alarme acústico, teste e controle de brilho das lâmpadas do Painel Mímico.

Estas funções podem sempre ser cumpridas esteja ou não o computador em funcionamento.

As teclas seguintes até a 72a. são usadas para os comandos de emergência das subestações (computador fora de serviço). Nelas, o operador seleciona a subestação e compõe o telegrama correspondente ao dispositivo e comando que quer efetuar.

A chave de comutação serve para bloquear os comandos de emergência quando o computador estiver em atividade normal, sem contudo bloquear as funções das primeiras oito teclas.

Todos os comandos originados neste teclado passam pelo armário de comando de emergência. Neste armário, os circuitos se conectam à parte de comando do Geatrans Central correspondente à remota selecionada. Isto feito, passa-lhe os dados de endereço

e informação (pulsos longos e pausas longas) compostos no teclado de comando de emergência, para envio à remota via modulador de telegrafia AC na UEMAG e equipamentos de transmissão.

O painel anunciador de alarme é composto de trinta e quatro colunas, com dezoito pastilhas indicadoras de 15 x 30 mm.

Sobre o topo das colunas estão as identificações das subestações.

Quando chega um alarme, a luz da pastilha correspondente pisca rapidamente. Ao ser feita a confirmação pelo operador a luz fica acesa permanentemente.

Quando é eliminada a causa de alarme a luz passa a piscar lentamente até receber confirmação quando, então, se apaga.

Todos os equipamentos da Estação Central serão alimentados em 220 VAC-60 Hz - Monofásico.

Esta alimentação é fornecida, por inversores DC/AC a partir de bateria de 125 VDC de capacidade de 133 Ah em duas horas após falta de energia.

Como parte de energia de emergência, haverá um grupo diesel gerador que alimentará esta e as demais cargas consideradas essenciais no prédio da Estação Central.

5.1.4 - Execução da Montagem

A instalação do Sistema Supervisor implicou na execução de serviços de adaptação das instalações já existentes e na construção do prédio da Estação Central do sistema.

Portanto, podemos dividir os serviços em 3 (três) partes:

- 1a. obras civis e serviços de adaptação elétrica nas subestações a serem supervisionadas;
- 2a. obras de construção do prédio da Estação Central com respectivas instalações;
- 3a. serviços de instalação dos equipamentos do sistema propriamente dito.

Para a primeira parte, os projetos da adaptação foram contratados à TRIEL - Engenharia Elétrica Especializada Ltda., que detalhou os "lay outs" e neles as modificações físicas e elétricas que deveriam ser feitas na estrutura e nos cubículos e dispositivos das subestações.

As obras civis nessas subestações foram realizadas pela CEB.

As modificações em cubículos e dispositivos, enfições e serviços na parte elétrica em geral foram feitas pela própria CEB em conjunto com a TRIEL.

De posse dos projetos de Arquitetura, Estrutura e Instalações, a CEB elaborou um conjunto de especificações e com estas a Carta-Convite nº CO-004/74, para fornecimento de materiais e construção do prédio da Estação Central.

Portanto, tal construção realizou-se num regime aproximadamente de "turn key" em que a firma vencedora da concorrência forneceu e montou todos os materiais e equipamentos com exceção da subestação, que foi instalada pela própria CEB, e obviamente dos equipamentos do Sistema Supervisor da Estação Central.

A supervisão destes serviços de instalação foi feita mediante contrato assinado pelos próprios fabricantes dos equipamentos.

Na Fig. 5.7.a, temos o "lay out" do andar térreo, onde se encontra instalado o sistema supervisor.

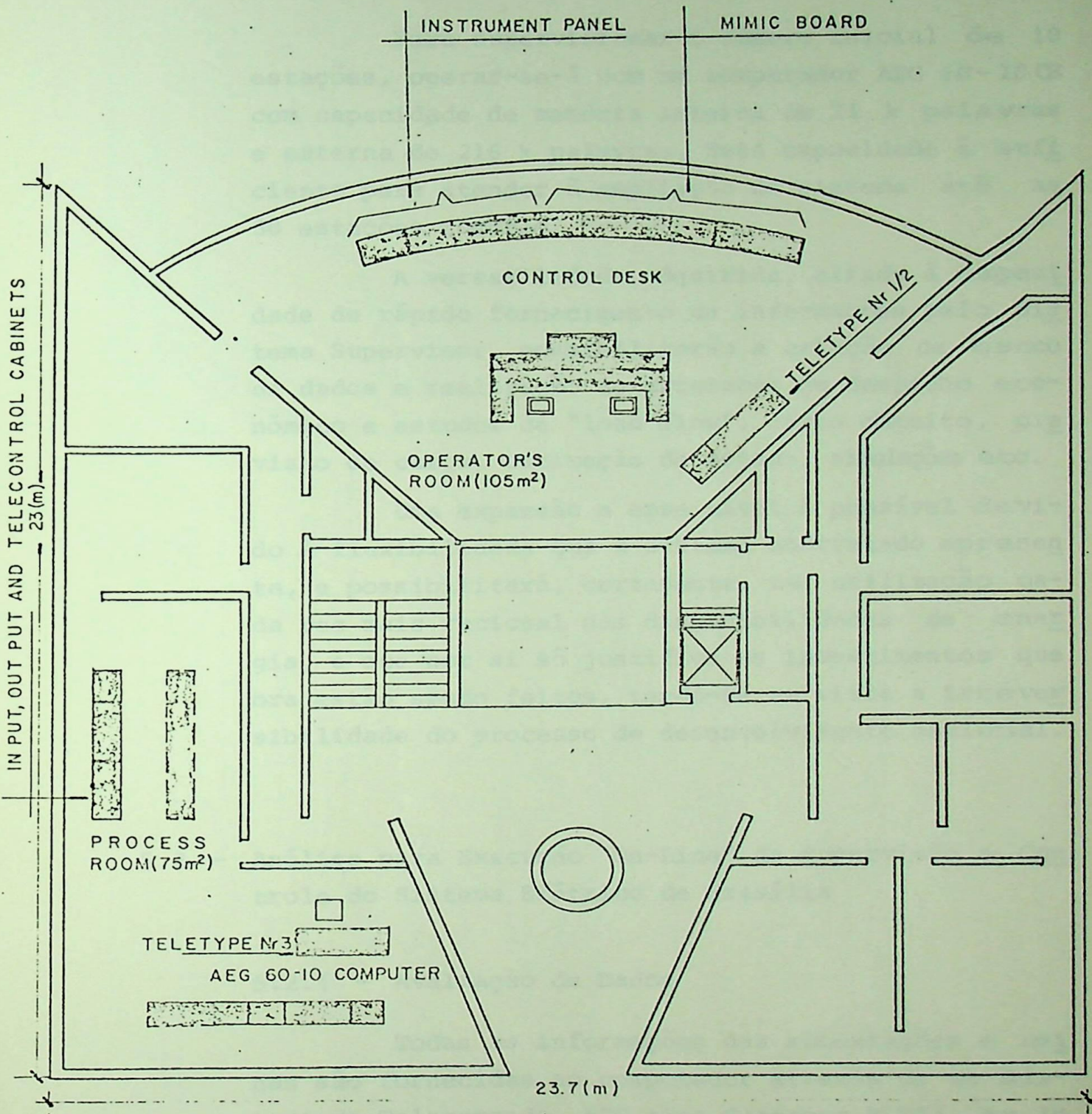


FIG. 5.7.a - "Lay-out" do Andar Térreo da Estação Central

Na Fig. 5.7.b, temos uma vista geral do prédio da Estação Mestre, ou Estação Central.

5.1.5 - Perspectivas

Para supervisionar o número inicial de 10 estações, operar-se-á com um computador AEG 60-10 CE com capacidade de memória interna de 24 k palavras e externa de 216 k palavras. Esta capacidade é suficiente para atender à ampliação do sistema até as 30 estações remotas.

A versatilidade adquirida, aliada à capacidade de rápido fornecimento de informações pelo Sistema Supervisor, possibilitarão a criação de banco de dados e realização de programas de despacho econômico e estudos de "load flow", curto circuito, previsão de carga, estimação de estado, simulações etc.

Uma expansão a esse nível é possível devido à flexibilidade que o sistema contratado apresenta, e possibilitará, certamente, uma utilização cada vez mais racional das disponibilidades de energia, o que por si só justifica os investimentos que ora estão sendo feitos, tendo-se em vista a irreversibilidade do processo de desenvolvimento nacional.

5.2 - Análise para Execução "On-Line" da Supervisão e Controle do Sistema Elétrico de Brasília

5.2.1 - Avaliação de Dados

Todas as informações das subestações e usinas são fornecidas ao computador através de um Sistema de Telecomando, AEG tipo Geatrans F 203. As informações contidas nos telegramas indicam o "status" das subestações e usinas controladas, em forma binária, bem como medidas digitalizadas, conforme descrito a seguir.

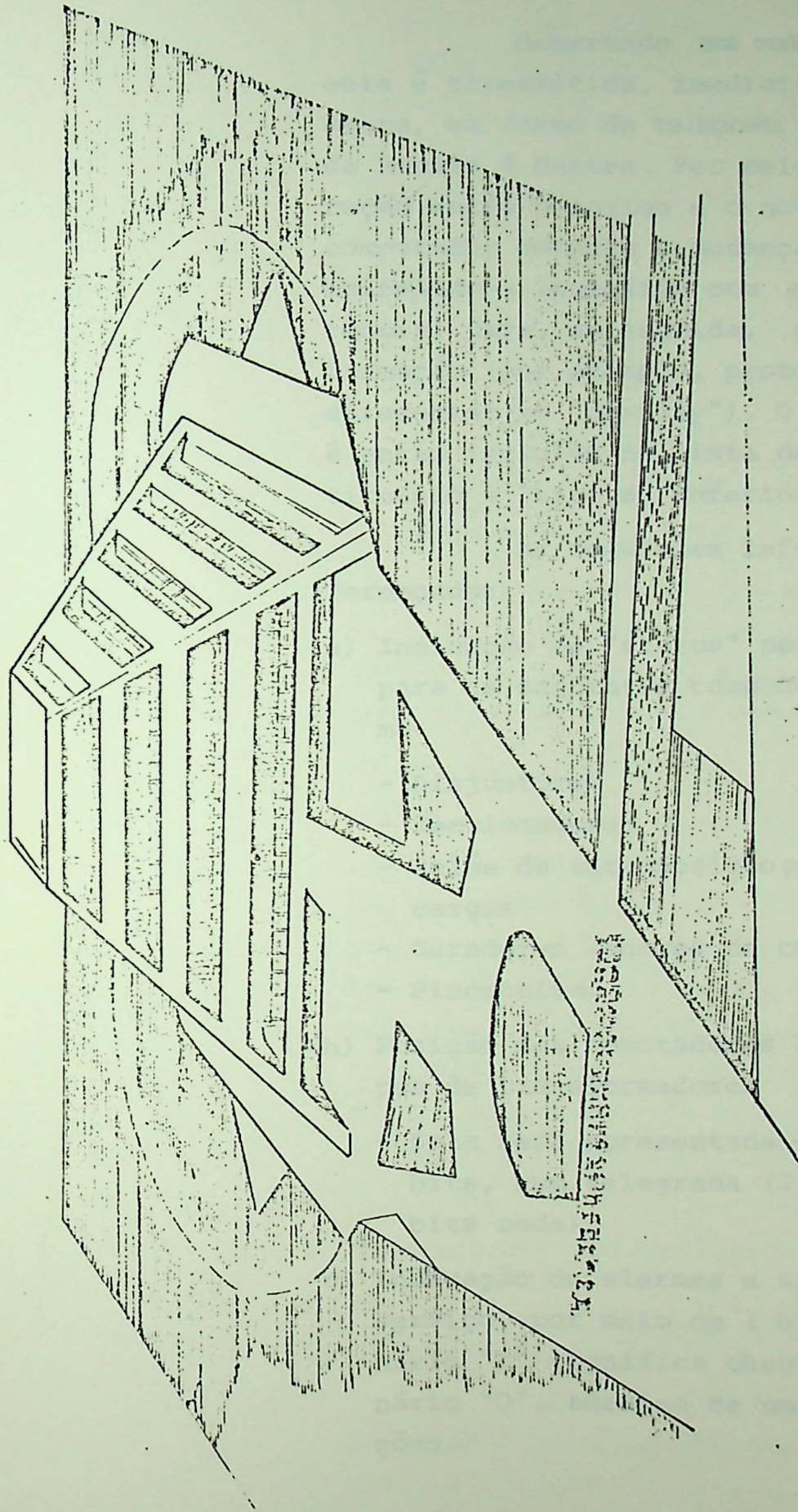


FIG. 5.7.b - Vista Geral da Estação Central

5.2.1.1 - Sinalizações

Ocorrendo uma mudança de "status" esta é transmitida, imediata e espontaneamente, em forma de telegrama de sinalização, da Remota à Mestra. Por meio de uma comparação entre o antigo e o novo telegrama, o computador detecta a mudança de estado, armazenando-a inclusive com a hora da ocorrência, para, em seguida, processar a informação (por exemplo, protocolizar e/ou apresentar no "display"). O novo telegrama é então incluído na lista de "status", substituindo o "status" anterior.

As seguintes informações são diferenciadas:

- a) Indicação de "status" por meio de 2 bits para os seguintes componentes do sistema:
 - Disjuntores
 - Seccionadoras
 - Relés de interposição para rejeição de cargas
 - Geradores (chaves de campo)
 - Sincronismo
- b) Posição dos comutadores sob carga de tapas de transformadores
 - Esta será apresentada por meio de 8 bits, num telegrama (2 unidades com 4 bits cada).
- c) Indicação de alarmes e sinalizações de serviço, por meio de 1 bit. O valor binário "1" significa chegada, o valor binário "0", término de uma destas indicações.

5.2.1.2 - Medidas

Através de telegramas de medidas, são entregues ao computador, em forma cíclica,

as seguintes grandezas:

- Corrente de linhas
- Tensão de barras
- Potência ativa e reativa
- Freqüências
- Temperaturas diversas.

Cada medida é representada num telegrama com 8 bits, as medições transmitidas são memorizadas na lista do computador, constantemente atualizadas.

Existem dois tipos diferentes de medição:

a) Medidas permanentes

Estas medidas são transmitidas constante e ciclicamente, através das unidades do Sistema Supervisor e são, por isto, entregues ao computador na sua forma mais atual.

b) Medidas a demanda

Estas medidas são transmitidas em forma cíclica, mediante um comando de solicitação do grupo de medidas desejado. A cada comando de solicitação de medida, incorporar-se-á, ao ciclo existente de medidas permanentes, um grupo de 10 (dez) medidas. A transmissão destas somente será interrompida com um comando de solicitação de um novo grupo de medidas.

5.2.2 - Processamento de Medidas

5.2.2.1 - Controle de Limites

Correntes e temperaturas são controladas a limites máximos e freqüências a limites mínimos. Existe a possibilidade da fixação de dois limites. As tensões são controladas dentro de uma faixa de tolerância.

Aqui há necessidade de indicação de um valor máximo e de um valor mínimo. Toda ultrapassagem de limites leva a um alarme.

Caso o valor se encontre nesse campo crítico de limites, a informação é caracterizada como chegada de alarme. Saindo a medida desse campo será dado o alarme "Eliminação de Causa".

5.2.2.2 - Grandezas a Calcular

a) Fator de potência dos transformadores

Para os transformadores abaixadores de 34,5 kV para 13,8 kV é necessário calcular o FDP a partir das potências ativa e reativa através da fórmula:

$$FDP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \text{ onde } P = \text{potência ativa}$$

$Q = \text{potência reativa}$

b) Potência ativa dos circuitos de 13,8 kV

A potência ativa a calcular nos circuitos de 13,8 kV é calculada supondo-se para efeito de simplificação que todos os circuitos que estejam ligados a uma mesma barra e possuam o mesmo FDP. Toda potência jogada sobre o sistema é então dividida na relação das correntes dos circuitos. Desta forma, se consegue a potência ativa P_n do n ésimo circuito a partir da fórmula:

$$P_n = \frac{I_n}{\sum_{k=1}^m I_k} \cdot P_{sum},$$

onde m é o número de circuitos e

Psum é a soma da potência fornecida ao sistema. No cálculo, deve ser observado o "status" do disjuntor de interligação de barras.

c) Fator de carga

O fator de carga FC é calculado para cada subestação bem como para o sistema.

$$FC = \frac{\text{Valor médio da potência}}{\text{Valor máximo da potência}} \frac{\text{MWh/h}}{\text{MWmáx.}}$$

O fator de carga do sistema é calculado para o dia e para o mês. Ele é automaticamente protocolado, diariamente e mensalmente, na mudança do dia ou mês, respectivamente.

O fator de carga poderá também ser obtido, a qualquer momento, apertando-se a tecla "FC".

O fator de carga das subestações é calculado do mesmo modo que para o sistema, bastando somente selecionar a subestação.

5.2.2.3 - Controle de Carga

Para garantir o fornecimento sem suprimento externo o computador deverá criar a somatória de todos os circuitos prioritários de 13,8 kV e compará-la com a geração própria. Esta comparação deve ser feita a cada cinco minutos. Caso a potência cedida seja superior à potência de geração, o computador dará um alarme. O par de valores (cedida e gerada) podem ser apresentados no "display" a partir do acionamento da tecla "COMP. C".

5.2.3 - Protocolo

Por protocolização entende-se a apresentação

dos dados no papel. Informações e comandos são sempre protocolizados pela teleimpressora 1, enquanto as medidas são protocolizadas pela teleimpressora 2.

5.2.3.1 - Protocolo de Serviço ("Betriebsprotokoll" - BEPRO)

O BEPRO contém de forma cronológica todas as informações das subestações e usinas, informações do computador a partir de medidas e controle de carga e todos os comandos dados a partir do "display". A forma de apresentação no BEPRO é mostrada em detalhes na Fig. 5.8.a.

5.2.3.2 - Protocolo de Medidas ("Messwertprotokoll" - MEPRO)

No MEPRO, todas as medidas (medidas solicitadas e calculadas) são protocolizadas, para cada subestação, de forma ordenada. O MEPRO será fornecido, automaticamente, a cada hora. Além disto todas as solicitações através do "display" serão protocolizadas automaticamente. Esta última protocolização não é efetuada quando estiver sendo registrado o protocolo horário. A forma de apresentação do MEPRO é detalhada na Fig. 5.8.b. Ao MEPRO também pertencem os registros dos fatores de carga diários e mensais.

5.2.4 - Formas de Apresentação nos "Displays"

As informações a serem apresentadas nos "displays" deverão ser solicitadas pelos operadores. Informações do "status" de disjuntores e seccionadoras, bem como informações a respeito dos comutadores de tapes sob carga comandados são indicados, espontaneamente, para o diagrama unifilar que estiver representado no "display". A cada nova solicitação

PROTOCOLO DE SERVIÇO

01.76	17.59	SE-1	13,8KV	2224	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	17.59	SE-1	13,8KV	2224		LIG		IMPEDIMENTO
01.76	17.59	SE-1	13,8KV	2224		DES		IMPEDIMENTO
01.76	18.01	SE-6	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.01	SE-6	13,8KV	2606		LIG		IMPEDIMENTO
01.76	18.01	SE-6	13,8KV	2606		DES		IMPEDIMENTO
01.76	18.02	SE-6	AKTUAL	OK.				
01.76	18.02	SE-6	34,5KV	4608	SEC	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.02	SE-6	34,5KV	4610	SEC	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.03	SE-6	AKTUAL	OK.				
01.76	18.03	SE-6	34,5KV	4604	DIS	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.03	SE-6	34,5KV	4600	SEC	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.04	SE-6	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.04	SE-6	34,5KV	4608	SEC	LIG	S	INVOL
01.76	18.04	SE-6	34,5KV	4610	SEC	LIG	S	INVOL
01.76	18.04	SE-6	34,5KV	4600	SEC	LIG	S	INVOL
01.76	18.04	SE-6	34,5KV	4604	DIS	LIG	S	INVOL
01.76	18.05	SE-6	AKTUAL	OK.				
01.76	18.05	SE-6	34,5KV	4651	SEC	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.05	SE-6	34,5KV	4674	DIS	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.05	SE-6	34,5KV	4641	SEC	DES		ATUALIZACAO
01.76	18.07	SE-6	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.07	SE-6	34,5KV	4651	SEC	LIG	S	INVOL
01.76	18.07	SE-6	34,5KV	4641	SEC	LIG	S	INVOL
01.76	18.07	SE-6	34,5KV	4674	DIS	LIG	S	INVOL
01.76	18.08	SE-1	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.09	SE-6	34,5KV	4674	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	18.13	SE-2	34,5KV	4264		LIG		IMPEDIMENTO
01.76	18.15	SE-2	34,5KV	4264		DES		IMPEDIMENTO
01.76	18.16	SE-2	34,5KV	4264	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	18.16	SE-6	34,5KV	4674	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	18.17	SE-5	34,5KV	4544	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	18.17	SE-2	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.17	SE-2	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.17	SE-2	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.25	SE-6	34,5KV	4604	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	18.29	SE-1	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.29	SE-2	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.29	SE-5	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.29	SE-6	DEMANDA	GERAL				
01.76	18.29	SE-6	34,5KV	4604	DIS	LIG	C	SEM RESP
01.76	18.30	SE-1	13,8KV	2084	DIS	DES	S	INVOL
01.76	18.30	SE-5	13,8KV	21114	RC	LIG	C	VOLUN
01.76	18.30	SE-5	13,8KV	21094	RC	LIG	C	VOLUN
01.76	18.30	SE-5	13,8KV	21074	RC	LIG	C	VOLUN
01.76	18.31	SE-5	13,8KV	21054	RC	LIG	C	VOLUN
01.76	18.31	SE-5	13,8KV	21034	RC	LIG	C	VOLUN
01.76	18.31	SE-5	13,8KV	21014	RC	LIG	C	VOLUN
01.76	18.31	SE-1	13,8KV	2084	DIS	LIG	S	INVOL

BOCULO DE MEDIDAS

		DATA	24: 02: 1976	HORA 10 :17		
S						
CUITO	AMP		MW			
04	172,6		3,96			
24	0,0		0,01			
44	0,0		0,01			
64	22,3		1,90			
94	59,6		1,39			
24	93,3		2,15			
54	49,3		1,14			
84	36,8		0,85			
14	82,3		1,93			
44	18,7		0,43			
74	109,8		2,57			
74	85,3		2,00			
04	80,7		1,89			
34	95,0		2,23			
64	0,0		0,01			
CUITO	AMP		MW			
94	32,1		0,76			
24	53,3		1,25			
54	0,0		0,01			
84	0,0		0,01			
84	62,7		1,46			
14	80,7		1,89			
44	73,7		1,73			
74	0,0		0,01			
04	58,3		0,90			
34	85,5		2,00			
64	0,0		0,01			
94	0,0		0,01			
14	0,0		0,01			
54	0,0		0,01			
54	40,0		0,93			
FO	AMP		MW	MVAR	TEMP	FC-1
	696		14,70	6,05	0,0	0,924
	714		14,70	6,17	0,0	0,921
RA	KV		HZ			
1	31,8		59,8			
5	31,8		59,8			
RA	AMP		MW	MVAR		
3	180,2		8,23	5,76		
150	76,2		3,28	2,35		
5	80,2		3,28	2,58		
UPA	129,2		7,04	1,64		
UPA	133,2		7,04	1,40		
ENCIAL	KV					
1	31,8					
2	31,8					
3	31,8					
4	31,8					
5	31,8					
	12,90					
	12,90					
	12,90					
		##				

FIG. 5 . 8 . b

de informação a imagem anterior é eliminada (somente no "display"). Pode-se também apagar uma imagem já desnecessária a partir do acionamento da tecla "APAG".

5.2.4.1 - Usinas e Subestações

O diagrama unifilar de cada subestação ou usina é apresentado separadamente no vídeo. Cada imagem contém todos os detalhes para o comando (vide 5.2.5). Para as cores dos elementos a apresentar no "display" vale o seguinte:

Designações	- Branco
230,0 kV (futuro 345 kV)	- Amarelo
138,0 kV	- Violeta
34,5 kV	- Verde
13,8 kV	- Vermelho
4,16 kV	- Azul escuro
0,38 kV	- Azul claro

5.2.4.2 - Anéis do Sistema

Serão representados nos "displays" os anéis de 34,5 kV e 138 kV, conforme diagramas fornecidos pela CEB à AEG. As cores serão as seguintes:

138,0 kV	- Violeta
34,5 kV	- Verde

A representação dos anéis não implica em comando dos seus componentes a partir dos respectivos diagramas representados. O "status" de disjuntores e seccionadoras será representado. A apresentação destes diagramas será feita a demanda conforme descrito no item 5.2.4.

5.2.4.3 - Medidas

As medidas são apresentadas por estação, obedecendo ao formato descrito no ponto 5.2.3.

Para solicitá-las é necessário que se acione a tecla da SE e, em seguida, a tecla "LEIT-CRT" para apresentação no "display" e/ou a tecla "LEIT-IMP" para protocolização na teleimpressora. Serão indicadas todas as medidas permanentes, todas as calculadas, exceto as que tenham tecla própria, e todas as medidas a demanda daquela subestação.

5.2.4.4 - Controle de Carga e Fator de Carga

Através da tecla "FC", o fator de carga do sistema é apresentado no "display", nas seguintes formas: FCM = 0,60 e FCD = 0,57. Através da tecla "COMP.C" o par de medidas que representam o consumo dos circuitos prioritários e a energia gerada será apresentado no "display".

GER = 25 MW CARGA CP = 21 MW

5.2.5 - Comandos através dos "Displays"

5.2.5.1 - Seleção de Estação Remota

Uma estação remota é apresentada no "display" através do acionamento da sua tecla de função. A informação anteriormente apresentada no "display" desta forma é apagada.

5.2.5.2 - Seleção de Dispositivo

A seleção do dispositivo a ser comandado deverá ser efetuada localizando-se o mesmo por meio do cursor sobre o diagrama apresentado no "display".

5.2.5.3 - Funções de Comando

Como funções de comando não são encaradas somente aquelas que levam à transmissão de um telegrama de comando, mas também aquelas que levam a uma mudança do modelo de dados interiores do computador. Estas informações que estejam em falta e para

os controles que o computador deverá efetuar (impedimento de comando para alguns circuitos). As várias funções serão descritas a seguir:

a) Comando de Seccionadoras e Disjuntores

Depois da localização do elemento a ser comandado deve-se acionar a tecla "LIGAR" ou "DESL". O respectivo símbolo no "display" passará então a piscar, na forma possível de ser comandado. Em seguida, deverão ser acionadas ambas as teclas "COMANDO". O computador transmite então o telegrama de comando. Depois de recebida a informação de efetuada a operação o símbolo deixará de piscar.

b) Comando de Transformadores e Geradores

Transformadores


Depois de localizado o transformador, deverá ser acionada a tecla "SUBIR" ou "BAIX", respectivamente, para subir ou baixar o tape. Em seguida, deverão ser acionadas as teclas "COMANDO". O computador transmite, então, o telegrama de comando que provocará o deslocamento do tape de uma posição. Depois do recebimento do telegrama de informação indicando a nova posição do comutador de tapes, esta será indicada no lugar da antiga no "display".

Geradores

Depois da localização do gerador a tecla "RPM+" ou "RPM-" deverá ser acionada respectivamente para o aumento ou diminuição da rotação. Em seguida, deverão ser acionadas as duas teclas "COMANDO". O computador transmite então o telegrama de comando que provocará a mudança de rotação, sendo que esta não será apresentada no "display".

Depois da localização do gerador a tecla "SUBIR" ou "BAIX" deverá ser acionada, respectivamente para o aumento ou a diminuição da corrente de excitação. Em seguida, deverão ser acionadas as duas teclas "COMANDO". O computador transmite então o telegrama de comando que provocará a mudança da corrente de excitação, sendo que esta não será apresentada no "display".

Depois da localização do gerador, as teclas "LIGAR" ou "DESL" devem ser acionadas respectivamente para ligar ou desligar a chave de campo dos geradores. Em seguida, deverão ser acionadas as duas teclas "COMANDO". O computador transmite então o telegrama de comando que provocará a mudança de posição da chave de campo, sendo que esta fica representada no "display" pelo "status" do gerador.

Ligado: 
Desligado: G

c) Comando dos Relés Intermediários de Rejeição de Carga

Através desta função, os relés acima indicados poderão ser ou não ativados. Para isto, o cursor do "display" deverá colocado em cima do "*" ou "P".

Para pôr o circuito na prioridade deve ser acionada a tecla "DESL", provocando esta ação o aparecimento de um "P" piscante sobre a seta do circuito localizado. Após o acionamento das duas teclas "COMANDO" o computador enviará o respectivo telegrama de comando. Depois do recebimento da informação de efetuada a operação, o "P" passará para o estado passivo, indicando que o circuito é prioritário.

Para eliminar a prioridade, deve ser acionada a tecla "LIGAR" quando, então, o

"P" localizado passará a piscar. Depois de recebida a informação de efetuada a operação, o "P" desaparece.

d) Correção de "Status"

Através dessa função, poderão ser dadas ao computador as informações que estão em falta quando da saída de serviço da linha de telecomando. A maneira de localizar o elemento decorre do mesmo modo que para comando. Depois de acionada a respectiva tecla (LIGAR, DESL, SUBRI, BAIX) é necessário acionar a tecla "ATUAL OK", passando então o elemento localizado para o estado passivo. O novo "status" também entrará na lista de "status" do computador.

e) Impedimento e Desimpedimento de Circuitos de Saída

Através dessa função, pode-se impedir e desimpedir o comando do disjuntor de um circuito de saída. Para isto, o respectivo disjuntor deve ser localizado como descrito nos pontos 5.2.5.1 e 5.2.5.2.

Através do acionamento da tecla "IMP" é efetuado o impedimento e pelo acionamento da tecla "PER" o impedimento é eliminado. Em ambos os casos, não se deve acionar as duas teclas "COMANDO". O impedimento é indicado no "display" por meio de um "X" sobre o circuito de saída. No estado de impedimento, o computador não transmitirá telegramas de comando para o respectivo disjuntor.

5.2.6 - Possibilidades de Expansão

No dimensionamento das listas de memória do computador e no plano de divisões para as memórias externas, foi levado em consideração o possível desenvolvimento das estações atuais e ainda o aumento

de 3 (três) estações futuras em relação ao estado a tual. Isto representa que o pessoal que conhece o sistema de programação está capacitado a efetuar os necessários desenvolvimentos sem haver a necessidade de mudarem-se os planos de colocação da memória central e das memórias externas. Desta forma, são eliminados custos adicionais devido a novo posicionamento e divisão do sistema de programação durante o período acima indicado.

A P E N D I C E 1

DEDUÇÃO DAS EQUAÇÕES 9 E 10

Da Fig. 4.4, podemos escrever:

$$I_{ik} = \frac{U_i - U_k}{Z_{ik}} + j U_i \frac{Y_{ik}}{2} \quad \text{ou}$$

$$I_{ik} = \frac{(e_i - e_k) + j (f_i - f_k)}{R_{ik} + j X_{ik}} + j (e_i + j f_i) \frac{Y_{ik}}{2}$$

$$I_{ik} = \frac{(R_{ik} - j X_{ik}) | (e_i - e_k) + j (f_i - f_k) |}{(R_{ik}^2 + X_{ik}^2)} + j (e_i - j f_i) \frac{Y_{ik}}{2}$$

$$I_{ik} = \frac{(R_{ik} - j X_{ik}) (e_i - e_k) + j (R_{ik} - j X_{ik}) (f_i - f_k)}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} + j (e_i + j f_i) \frac{Y_{ik}}{2}$$

$$I_{ik} = \frac{R_{ik} (e_i - e_k) - j X_{ik} (e_i - e_k) + j R_{ik} (f_i - f_k) + X_{ik} (f_i - f_k)}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} + \frac{j (R_{ik}^2 + X_{ik}^2) (e_i + j f_i) Y_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \cdot 2$$

$$I_{ik} = \frac{R_{ik} (e_i - e_k) + X_{ik} (f_i - f_k) - f_i (R_{ik}^2 + X_{ik}^2) Y_{ik}/2}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} + \frac{j | R_{ik} (f_i - f_k) - X_{ik} (e_i - e_k) + e_i (R_{ik}^2 + X_{ik}^2) Y_{ik}/2 |}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \quad (1)$$

como $S_{ik} = V_i I_{ik}^*$, se substituirmos os valores de $V_i = e_i + j f_i$ e I_{ik} = equação (1) e se tomarmos a parte real P_{ik} , teremos:

$$P_{ik} = e_i \left| \frac{R_{ik} (e_i - e_k) + X_{ik} (f_i - f_k) - f_i (R_{ik}^2 + X_{ik}^2) Y_{ik}/2}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \right| + f_i \left| \frac{R_{ik} (f_i - f_k) - X_{ik} (e_i - e_k) + e_i (R_{ik}^2 + X_{ik}^2) Y_{ik}/2}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} \right|$$

$$P_{ik} = e_i \left| -G_{ik} (e_i - e_k) + B_{ik} (f_i - f_k) - f_i \frac{Y_{ik}}{2} \right| + f_i \left| -B_{ik} (e_i - e_k) - G_{ik} (f_i - f_k) + e_i \frac{Y_{ik}}{2} \right| \quad (2)$$

reagrupando, temos:

$$P_{ik} = -e_i G_{ik} (e_i - e_k) + e_i B_{ik} (f_i - f_k) - e_i f_i \frac{Y_{ik}}{2} - f_i B_{ik} (e_i - e_k) - f_i G_{ik} (f_i - f_k) + f_i e_i \frac{Y_{ik}}{2}$$

finalmente:

$$P_{ik} = - \left| e_i (e_i - e_k) + f_i (f_i - f_k) \right| G_{ik} + \left| e_i (f_i - f_k) - f_i (e_i - e_k) \right| \cdot B_{ik} \quad (\text{eq. 9})$$

analogamente, se tomarmos a parte imaginária Q_{ik} , teremos:

$$Q_{ik} = \left| e_i (e_i - e_k) + (f_i (f_i - f_k)) \right| B_{ik} + \left| e_i (f_i - f_k) - f_i (e_i - e_k) \right| \cdot G_{ik} - (e_i^2 + f_i^2) \frac{Y_{ik}}{2} \quad (\text{eq. 10})$$

$$\text{onde: } G_{ik} = - \frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{i^2k}} \quad \text{e } B_{ik} = \frac{X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}$$

p/ $i \neq k$

DEDUÇÃO DAS EQUAÇÕES 7 E 8

Sabemos que a potência injetada em uma barra i é dada por:

$$P_i = \sum_{k=1}^n P_{ik}$$

Substituindo na equação acima o valor de P_{ik} , dado pela equação 9, teremos:

$$P_i = \sum_{k=1}^n \left\{ -G_{ik} e_i (e_i - e_k) + B_{ik} e_i (f_i - f_k) - G_{ik} f_i (f_i - f_k) - B_{ik} f_i (e_i - e_k) \right\}$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n \left\{ e_i (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) + f_i (f_k G_{ik} + e_k B_{ik}) - G_{ik} (e_i^2 + f_i^2) \right\}$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n e_i (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) + \sum_{k=1}^n f_i (f_k G_{ik} + e_k B_{ik}) - \sum_{k=1}^n G_{ik} (e_i^2 + f_i^2)$$

$$\text{como } \sum_{k=1}^n G_{ik} (e_i^2 + f_i^2) = 0$$

$$\text{logo } P_i = e_i \sum_{k=1}^n (e_k G_{ik} - f_k B_{ik}) + f_i \sum_{k=1}^n (f_k G_{ik} + e_k B_{ik}) \quad (\text{eq. 7})$$

Analogamente, substituindo na equação $Q_i = \sum_{k=1}^n Q_{ik}$, o valor de Q_{ik} dado pela eq. 10, teremos:

$$Q_i = \sum_{k=1}^n \left\{ B_{ik} e_i (e_i - e_k) - G_{ik} f_i (e_i - e_k) + B_{ik} f_i (f_i - f_k) + G_{ik} e_i (f_i - f_k) \right\} - (e_i + f_i) \frac{Y_{ik}}{2}$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n f_i (G_{ik} e_k - B_{ik} f_k) - \sum_{k=1}^n e_i (B_{ik} e_k + G_{ik} f_k) + \sum_{k=1}^n (e_i^2 - f_i^2) (B_{ik} - \frac{Y_{ik}}{2})$$

$$\text{como } \sum_{k=1}^n (e_i^2 - f_i^2) (B_{ik} - \frac{Y_{ik}}{2}) = 0$$

$$\text{logo } Q_i = f_i \sum_{k=1}^n (G_{ik} e_k - B_{ik} f_k) - e_i \sum_{k=1}^n (B_{ik} e_k + G_{ik} f_k) \quad (\text{eq. } 8)$$

OBS. - Nas equações 7 e 8, o somatório sob k implica somente naquelas barras ligadas à barra i, através de uma linha.

REFERÊNCIAS

- 1 - Fundamentals of Supervisory Control
Bernie W. Bishop
Automatic Electric Co, Northlake, Illinois
- 2 - Automatic Dispatch Systems: Today and Tomorrow
Bruno M. Zambotti
Electrical World, April, 1962
- 3 - Computers for the Electric Utility Industry
Nathan Cohn
Leeds & Northrup Co, Philadelphia
- 4 - Electrical Power Transducers
R. Wayne Crawford
Columbus Inc., Columbus, Ohio
- 5 - Wat Transducers
New Information, May 1963
- 6 - Cyclic Error Control Codes
Len B. Mitchell
Automatic Electric Co., Northlake, Illinois
- 7 - On-line Computer Applications in the Electric Power Industry
*N. Cohn, S.B. Biddle Jr., R.G. Lek Jr., E.H. Preston, C.W. Ross
and E.R. Whitten*
IEEE Vol 58, January 1970, pp 78-87
- 8 - O Sistema de Supervisão e Controle da CESP
Engº Cyro Nishio
Trabalho apresentado no I Seminário de Sistemas de Supervisão e
e Controle Aplicados a Empresas de Energia Eletrica - Dez/74
- 9 - On-line Calculation of Load-flow in Electric Power Supply Sys
tems: Basic Principles
K. Reichert, E. Hadschin, J. Caneel - H. Asal
B. Boveri & Co., Baden, Switzerland
Electric Utility, Laufenburg, Switzerland

- 10 - State Estimation for Power System Monitoring in a Section
of the Swiss EHV - System
K. Reichert, J. Caneel e H. Asal
B. Boveri & Co. - Baden, Switzerland e
Electric Utility - Laufenburg, Switzerland
- 11 - Real-Time Load-Flow for the AEP System
J. F. Dopazo, O. A. Klitin, A. M. Sasson and L. S. Van Slyck
AEP Service Corporation - New York - NY
- 12 - Real-Time Control of Electric Power System
E. Handschin
B. Boveri & Co. - Baden, Switzerland
- 13 - The Construction of a Dispatching Center at Mechelen
for the Northern Area of INTERCON
I. P. Waha, J. Claus, C. Leonard and M. Flagothier
Landis & Gyr Review - 1974
- 14 - Remote Supervision of Brasilia's
Aloysio Faria de Carvalho
COPOS - 1975

DATA 05 / 01 / 19 87

PROF.

Prof. José Abel

LIV.

NCS DOAÇÃO

EFEI / BIBLIOTECA

ESTE LIVRO DEVE SER DEVOLVIDO NA
ÚLTIMA DATA CARIMBADA.

22-07-04

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200915



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA